

**ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO  
POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE  
CARGAS**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO  
POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE  
CARGAS**

**AUTOR:  
GORKI RUBEN LEIVA PAZMIÑO**

**DIRECTOR:  
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

**Quito, Febrero 2019**

Gorki Ruben Leiva Pazmiño

**ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE CARGAS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Gorki Ruben Leiva Pazmiño** (Y'1993-M'01). Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Municipal Quitumbe donde obtuvo el título de bachiller en físico matemático. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el desarrollo de un esquema de alivio de carga bajo parámetros de priorización de carga. [gleiva@est.ups.edu.ec](mailto:gleiva@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Alex David Valenzuela Santillán** (Y'1989-M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. [avalenzuela@ups.edu.ec](mailto:avalenzuela@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

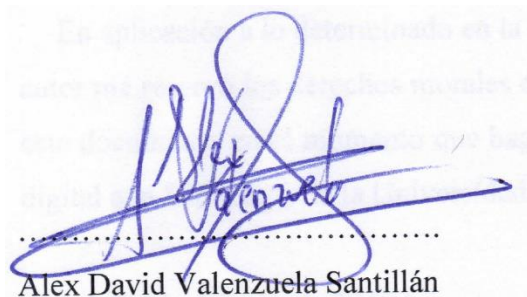
**DERECHOS RESERVADOS**

©2019 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO-ECUADOR

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *“ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE CARGAS”* realizado por Gorki Ruben Leiva Pazmiño, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2019



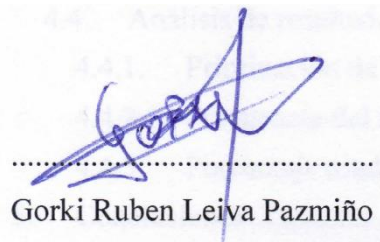
C.C.: 1721848644

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Gorki Ruben Leiva Pazmiño, con documento de identificación N° 1721326575, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE CARGAS”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de, Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero de 2019



Gorki Ruben Leiva Pazmiño  
C.C.: 1721326575

## ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción .....	2
2.	Marco Teórico .....	4
2.1.	Esquema de Alivio de Carga .....	4
2.2.	UVLS (Under Voltage Load Shedding) .....	5
2.3.	UFLS (Under Frequency Load Shedding) .....	6
2.4.	Priorización de Carga .....	7
3.	Planteamiento y solución del problema .....	8
3.1.	Algoritmo para el Esquema de Alivio de carga.....	9
4.	Casos de Estudio .....	10
4.1.	Caso 1 .....	10
4.1.1.	Sistema en condiciones normales .....	10
4.1.2.	Salida de generación .....	12
4.1.3.	Implementación del Esquema de Alivio de Carga.....	12
4.2.	Análisis de resultados Caso 1 .....	16
4.2.1.	Priorización de Carga.....	16
4.2.2.	Frecuencia del sistema .....	16
4.2.3.	Porcentaje total de desconexión por carga .....	17
4.3.	Caso 2 .....	17
4.3.1.	Sistema en condiciones normales .....	19
4.3.2.	Salida de generación .....	20
4.3.3.	Implementación del Esquema de Alivio de Carga.....	20
4.4.	Análisis de resultados Caso 2 .....	22
4.4.1.	Priorización de Carga.....	22
4.4.2.	Frecuencia del sistema .....	23
4.4.3.	Porcentaje total de desconexión por carga .....	24
5.	Conclusiones .....	24
6.	Trabajos Futuros .....	25
7.	Referencias .....	25
8.	Matriz de Estado del Arte .....	28
9.	Anexos .....	32

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación gráfica de un esquema de alivio de carga .....	3
Figura 2. Estados de Operación del Sistema.....	5
Figura 3. Diagrama de flujo EAC tradicionales.....	6
Figura 4. Sistema IEEE de 9 Barras modificado.....	11
Figura 5. Frecuencia del sistema en condiciones normales Caso 1 .....	11
Figura 6. Perfil de caga en Condiciones normales Caso 1 .....	12
Figura 7. Frecuencia del sistema salida de Generación Caso 1 .....	13
Figura 8. Perfil de Carga salida de Generación Caso 1.....	13
Figura 9. gov_IEEEG1: IEEE Type 1 Speed Governing Model .....	14
Figura 10. Frecuencia del sistema después de EAC Caso 1 .....	15
Figura 11. Perfil de Carga después de EAC Caso 1.....	16
Figura 12. Sistema IEEE de 39 Barras.....	17
Figura 13. Frecuencia del sistema en condiciones normales Caso 2 .....	18
Figura 14. Perfil de Carga en condiciones normales Caso 2.....	18
Figura 15. Frecuencia del sistema salida de Generación Caso 2 .....	19
Figura 16. Perfil de Carga salida de Generación Caso 2.....	20
Figura 17. Frecuencia del sistema después de EAC Caso 2 .....	22
Figura 18. Perfil de Carga después de EAC Caso 2.....	23
Figura 19. Perfil de Generación en condiciones normales Caso 1.....	32
Figura 20. Perfil de Voltaje en condiciones normales Caso 1 .....	32
Figura 21. Perfil de Generación salida de Generación Caso 1.....	33
Figura 22. Perfil de Voltaje salida de Generación Caso 1 .....	33
Figura 23. Perfil de Generación después de EAC Caso 1.....	34
Figura 24. Perfil de Voltaje después de EAC Caso 1 .....	34
Figura 25. Perfil de Generación en condiciones normales Caso 2.....	35
Figura 26. Perfil de Voltaje en condiciones normales Caso 2 .....	35
Figura 27. Perfil de Generación salida de Generación Caso 2.....	36
Figura 28. Perfil de Voltaje salida de Generación Caso 2 .....	36
Figura 29. Perfil de Generación después de EAC Caso 2.....	37
Figura 30. Perfil de Voltaje después de EAC Caso 2 .....	37



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de ponderación: Técnico .....	8
Tabla 2. Rangos de ponderación: Económico y Social .....	9
Tabla 3. Variables consideradas.....	9
Tabla 4. Pseudocódigo para el Esquema de Alivio de Carga .....	10
Tabla 5. Potencias de Generación en condiciones normales Caso 1.....	10
Tabla 6. Potencias de Carga en condiciones normales Caso 1 .....	12
Tabla 7. Valores de ponderación para cada carga Caso 1 .....	14
Tabla 8. Porcentajes totales de desconexión por carga calculados Caso 1 .....	14
Tabla 9. Parámetros de configuración gov_IEEE1 .....	14
Tabla 10. Potencias de Generación después de EAC Caso 1.....	15
Tabla 11. Potencias de Carga después de EAC Caso 1.....	15
Tabla 12. Porcentajes totales de desconexión por carga RMS Caso 1.....	15
Tabla 13. Comparación de potencias de Carga Caso 1 .....	16
Tabla 14. Comparación de potencias de Generación Caso 1 .....	16
Tabla 15. Comparación de Frecuencias .....	17
Tabla 16. Comparación de porcentajes totales de desconexión Caso 1 .....	17
Tabla 17. Potencia de Generación en condiciones normales Caso 2 .....	19
Tabla 18. Potencias de Carga en condiciones normales Caso 2 .....	19
Tabla 19. Valores de ponderación para cada carga Caso 2.....	21
Tabla 20. Porcentajes totales de desconexión por carga calculados Caso 2 .....	21
Tabla 21. Potencias de Generación después de EAC Caso 2.....	21
Tabla 22. Potencias de Carga después de EAC Caso 2.....	21
Tabla 23. Porcentajes totales de desconexión por carga RMS Caso 2.....	22
Tabla 24. Comparación de potencias de Carga Caso 2.....	23
Tabla 25. Comparación de potencias de Generación Caso 2 .....	23
Tabla 26. Comparación de Frecuencias .....	24
Tabla 27. Comparación de porcentajes totales de desconexión Caso 2.....	24

# ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE CARGAS

## Resumen

En el presente documento se realiza un esquema de alivio de carga basado en parámetros de priorización de carga, mediante algoritmos en MatLab y PowerFactory, con el objetivo de establecer una desconexión de carga mínima para asegurar la continuidad del funcionamiento del sistema de potencia, después de verse afectado por un desastre natural. Se implementan dos modelos de pruebas, el IEEE de 9 barras modificado y el IEEE de 39 barras, como caso inicial, cada sistema parte desde su punto de funcionamiento estable. Después, se simula el impacto de un desastre natural mediante la desconexión porcentual y aleatoria de generación, así pues, considerando un análisis de priorización de cargas, basado en parámetros técnicos, económicos y sociales, se procede a calcular y desconectar automáticamente la cantidad de carga necesaria, equivalente a la generación perdida, para que el sistema regrese a un estado de operación estable. Garantizando así, que el sistema conserve la continuidad de servicio en las zonas no afectadas y previniendo un colapso total del sistema (blackout).

**Palabras Clave:** Esquema de alivio de carga, Priorización de carga, Blackout

## Abstract

The following research is carried out to achieve a load-shedding scheme based on load prioritization parameters, using MatLab and PowerFactory algorithms with the objective of set up a minimal load shedding to ensure the continuity operation of the electrical power system after being affected by a natural disaster. IEEE 9-bus modified test system and IEEE 39-bus system are implement. The initial study case of each system contemplates a stable operating point, which is affected by an external event, producing an aleatory and percentage disconnection of generation. Consequently, taking into account a load prioritization analysis based on technical, economic and social parameters is possible to calculate and disconnect automatically the minimal load quantity to reestablish the system. The aforementioned procedure ensures that system maintain continuity of service in no-affected zones and preventing the total outage of electrical power system (blackout).

**Keywords:** Load shedding scheme, Load prioritization, Blackout

## 1. Introducción

Considerando a un Sistema Eléctrico de Potencia como un pilar fundamental para el desarrollo de la sociedad moderna, es de esperar que su funcionamiento sea continuo y suministre energía de manera ininterrumpida. El diseño, operación y mantenimiento de los sistemas de potencia han sido pensados habitualmente bajo principios de confiabilidad, los cuales esencialmente resisten interrupciones bajo ciertos parámetros analizados previamente [1], a pesar de esto, no es desconocida la existencia de sucesos inesperados que pueden llegar a afectarlo de manera irreversible [2][3][4].

El término de resiliencia describe la disposición del sistema de responder a estos eventos inesperados. Resiliencia se refiere a “la capacidad de prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, resistir y recuperarse de las interrupciones, incluye la capacidad de soportar y recuperarse de ataques, accidentes, percances deliberados o que ocurren naturalmente” [1], como los son los desastres naturales.

Un desastre natural siempre ha representado una amenaza para cualquier tipo de infraestructura, un sistema de potencia no es la excepción, siendo capaz de afectar incluso de manera irreversible las partes de generación, transmisión y distribución [2][5]. Siendo cada vez más comunes e igual de inevitables que siempre, la gran mayoría de estos eventos producen daños severos a todo el sistema [6][7].

De suceder, y perjudicar las etapas de generación, transmisión o distribución, el estado normal de operación del sistema se verá afectado y provocará desequilibrio en el mismo, esto producirá que el sistema de potencia active procedimientos de protección necesarios para mantener la operación del sistema en un rango definido de estabilidad.

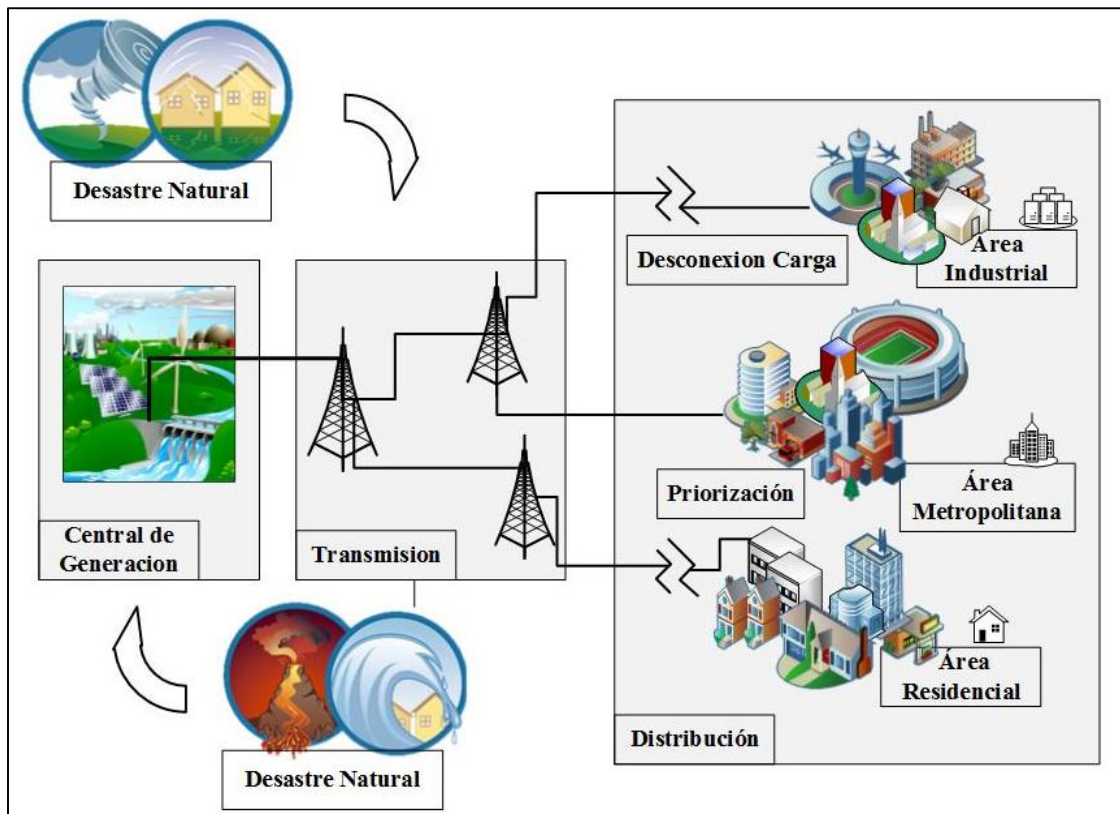
Existen múltiples procedimientos de protección dentro de un sistema de

potencia, como la coordinación de protecciones por sobrecorriente, coordinación de protecciones por sobre voltaje, etc. Un Esquema de Alivio de Carga es otro de estos procedimientos, además uno de los más importantes, principalmente por su correlación con la resiliencia del sistema [5].

Un Esquema de Alivio de Carga es usado en la situación más extrema, pensado y diseñado para adaptarse y recuperarse ante condiciones inesperadas, por lo cual es una opción de último recurso para recobrar la estabilidad del sistema [8][9]. Dentro de la literatura, existen muchos estudios respecto al alivio de carga [10][11], en su mayoría consideran escenarios distintos, métodos de desconexión de carga diferentes y restricciones específicas para cada tipo de esquema. Para lograr una correcta ejecución del Esquema de Alivio de Carga se realizan estudios que contemplan el análisis de diferentes aspectos del sistema, como la frecuencia, voltaje, variación de la carga, etc. [9][12] y a partir de esos datos tomar la decisión de cuanta carga desconectar, asegurando así una recuperación ante cualquier perturbación y su funcionamiento estable.

Los principales parámetros para realizar un Esquema de Alivio de Carga son la frecuencia y el voltaje del sistema, el primero es conocido como Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia o UFLS, por si siglas en ingles [12][13], implementados en caso de falla severa o pérdida de generación. El segundo lleva el nombre de Esquema de Alivio de carga por Bajo Voltaje o UVLS, por sus siglas en ingles [12][14], el cual es implementado cuando existen interrupciones forzadas de generadores, líneas o por sobrecarga.

El equilibrio de la potencia entre generación-demanda también juega un papel importante en un Esquema de Alivio de Carga, entendiéndose que la carga que se desconecta no debe ser



**Figura 1.** Representación gráfica de un esquema de alivio de carga

excesiva y no debe sobrepasar la cantidad de potencia de generación perdida [15]. Para este propósito entra otro tema de estudio conocido como priorización de cargas, el cual permite saber que cargas tienen más importancia en el sistema y a partir de esto, que cantidad de potencia se debe retirar de cada carga [16].

Por lo anteriormente expuesto, el presente trabajo expone la simulación de un esquema de alivio de carga basado en parámetros de priorización de carga, como los son: económicos, sociales y técnicos [17]. Los cuales dependerán del criterio técnico y de la importancia de las cargas.

Para el presente artículo se considera la implementación del sistema de prueba IEEE de 9 barras modificado [18] y el sistema IEEE de 39 barras [19]. La Figura 1 muestra la idea principal del estudio, la cual parte desde un sistema de potencia en estado de funcionamiento estable. Al existir una contingencia, debido a un desastre natural, se pierde generación. Esta salida repentina de

generación crea un desbalance de potencia entre generación y carga, llevando a una caída de frecuencia. A partir de este punto se implementa el Esquema de Alivio de Carga basado en parámetros de priorización de carga, permitiendo desconectar la carga necesaria para que el sistema regrese a un estado de equilibrio.

En adelante el presente documento se encuentra estructurado de la siguiente manera: en la sección II se desarrolla el marco teórico, donde se detalla aspectos y principios generales sobre esquemas de alivio de carga, clases de esquemas, diferencias entre su implementación, priorización de carga y parámetros para realizarla. En la sección III se explica el problema del tema y la manera en que se lo ha solucionado, casos de estudio, modelamiento matemático y análisis de resultados. Finalmente en la sección IV se presentan las conclusiones del estudio, referencias y anexos.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Esquema de Alivio de Carga

Un esquema de alivio de carga (EAC) es un procedimiento de emergencia, diseñado para remediar la inestabilidad y prevenir el colapso del sistema de potencia mediante la desconexión de carga [20]. La pérdida de generación y perturbaciones en el sistema son las principales causas para llevarlo a un estado de inestabilidad, causando que la potencia de generación sea insuficiente para suministrar la potencia total requerida por la carga. La carga del sistema deberá ser desconectada inmediatamente cuando este no es estable. Esto se realiza para prevenir un apagón total del sistema (blackout) tras el cual necesitará de tiempo, dependiendo del sistema, para recuperar su funcionamiento completo [14].

Un blackout, en un sistema de potencia, es la falta de disponibilidad de energía en un área por cierto periodo de tiempo. Pueden ser provocados por razones naturales como árboles que caen en líneas de transmisión o contacto de animales con el conductor, ocasionando un disparo en cascada de protecciones; desastres naturales como terremotos, tormentas, erupciones volcánicas, etc. así también pueden ocasionarse por razones técnicas como fallas en líneas de transmisión, sobrecargas, equipos defectuosos y errores humanos [11]. Los blackout afectan a millones de personas y como consecuencia resultan en inmensas pérdidas económicas y un gran impacto social, especialmente en sectores urbanos, donde las áreas de salud, movilización y telecomunicaciones se ven severamente afectados o en el peor de los casos interrumpidos.

En un Esquema de Alivio de Carga se deben tomar en cuenta varios detalles, entre los más importantes destacan: la especificación de frecuencia mínima permitida para la operación segura del

sistema de potencia, la cantidad de carga a desconectar así como la prioridad de las cargas, los diferentes umbrales de frecuencia, etc. [13]. La frecuencia mínima permitida para una operación segura del sistema es impuesta generalmente por las limitaciones de operación de los equipos del sistema. Generadores, servicios auxiliares y turbinas de vapor son los elementos más sensibles a las caídas de frecuencia [21][22].

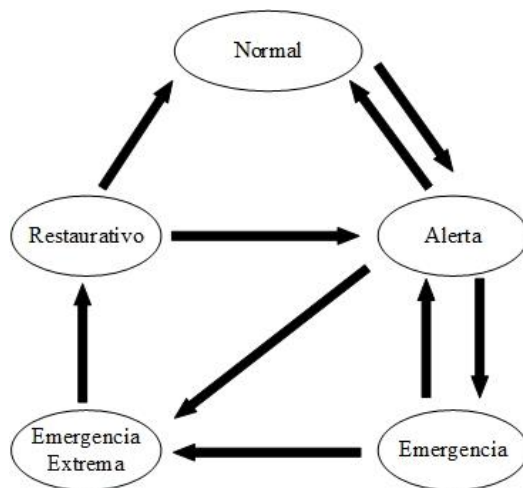
Las principales características que debe proporcionar un Esquema de Alivio de Carga son:

- La operación tiene que ser rápida, la caída de frecuencia se debe detener antes de que ocurra una situación de amenaza para el sistema.
- Se deben evitar acciones innecesarias
- El sistema de protección debe ser robusto y redundante, una falla en el mismo puede conducir a una falla en todo el sistema de potencia.
- Respecto a la cantidad de carga a desconectar, debe ser la mínima posible, pero suficiente para restablecer la seguridad de la red y evitar que supere la frecuencia mínima permisible [13].

El Esquema de Alivio de Carga de emergencia se realizará únicamente cuando los valores de frecuencia o voltaje del sistema decaigan hasta por debajo de un valor límite preestablecido [23]. El Esquema de Alivio de Carga reduce la cantidad de carga en el sistema de potencia, hasta que la generación disponible pueda suministrar las cargas restantes. Si el sistema de potencia no puede suministrar sus demandas de carga activa y reactiva, las condiciones de subfrecuencia y bajo voltaje serán consideradas críticas y llevarán al sistema a un estado de emergencia.

Para evitar problemas posteriores al Esquema de Alivio de Carga, la

ejecución del esquema será determinada en base a la importancia de la carga, el costo y la distancia a la ubicación de la contingencia [24]. La cantidad de carga desconectada y la ubicación de las cargas principales son ciertas variables que se determinan en un algoritmo de Esquema de Alivio de Carga. La finalidad de un Esquema de Alivio de Carga efectivo es desconectar una cantidad mínima de carga y procurar un cambio corto, tranquilo y fiable del sistema de potencia, desde una circunstancia de emergencia a un estado de operación normal del mismo [13]. Los estados de operación del sistema son mostrados en la Figura 2 [25].



**Figura 2.** Estados de Operación del Sistema

La implementación de un Esquema de Alivio de Carga es una situación no deseada para los consumidores de electricidad, principalmente por causar un impacto financiero significativo [16]. Pero a pesar de eso, es el último recurso operativo para evitar la pérdida de voltaje y frecuencia en un sistema de potencia [16], convirtiéndolo en una acción comúnmente inevitable, realizada para evitar el colapso total del sistema de potencia y un impacto financiero incluso mayor [26]. Al implementar un Esquema de Alivio de Carga es fundamental minimizar la carga que se va a desconectar, minimizando a la vez las consecuencias para los clientes y la

economía. De manera frecuente diseñar un Esquema de Alivio de Carga es un procedimiento desafiante y demoroso, suele ser específico de cada sistema de potencia y requiere de una gran cantidad de datos históricos del Sistema Eléctrico de Potencia, un vasto estudio y capacidad para entender los eventos que llevan a una perturbación [27].

## 2.2. UVLS (Under Voltage Load Shedding)

Para proteger al sistema de potencia del colapso de voltaje, son implementadas las técnicas de UVLS. Mundialmente muchos de los apagones ocurridos son ocasionados por inestabilidad en el voltaje [11].

Las causas principales de inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia se relacionan a problemas con la potencia reactiva  $Q$ , entre los principales destacan:

- Reactancia generada o absorbida por generadores. Ajustar incorrectamente los voltajes en la regulación de la potencia reactiva de los generadores, conlleva a corrientes por las líneas demasiado elevadas, ocasionando caídas de voltaje en las mismas.
- Grupos en sus límites de generación o absorción de potencia reactiva. La saturación del límite máximo de potencia reactiva en un generador, ocasiona la disminución de su voltaje. Consecuentemente la corriente por las líneas debe crecer para transportar la misma potencia a nudos cercanos, aumentando la caída de voltaje en dichas líneas
- Pérdida de uno o más elementos de la red: líneas, generadores, transformadores, etc. [25][28].

Los métodos de UVLS son utilizados por los sistemas de potencia para prevenir inestabilidad de voltaje y restaurar el voltaje a su valor nominal [11].

### 2.3. UFLS (Under Frequency Load Shedding)

En condiciones de descenso excesivo de frecuencia, un esquema UFLS es la única forma apropiada de prevenir que un sistema de potencia colapse. La inestabilidad en frecuencia está asociada a problemas con la potencia activa  $P$ , por lo cual los esquemas UFLS son aplicados por varias razones:

- Falla severa, causada por una disminución rápida en la frecuencia asociada a la pérdida de generación. La frecuencia es inestable cuando hay un cambio en la producción o en la demanda de energía. Si un generador se dispara, la frecuencia disminuirá.
- Sistemas con grandes desequilibrios generación-demanda entre áreas [22][29].

De acuerdo a las estándares IEEE, “el deslastre de carga por baja frecuencia debe realizarse rápidamente, para detener el declive de la frecuencia del sistema de potencia, al disminuir la carga del sistema de potencia para que coincida con la capacidad de generación disponible” [22]. Para esta finalidad, algunos valores de umbral de frecuencia son configurados para empezar con la desconexión de carga por baja frecuencia. Es típico que la mínima frecuencia aceptable dependa de los equipos en el sistema, como la clase de generador, dispositivos auxiliares y turbinas [11][13].

La rápida disminución de frecuencia podría ser una gran amenaza para la operación segura y constante de un sistema de potencia. Debido a esto, es necesario que la cantidad adecuada de carga deba eliminarse tan pronto como sea posible para mantener el equilibrio de potencia e impedir que la frecuencia caiga por debajo del valor especificado [15][27].

El Esquema de Alivio de Carga UFLS es el esquema de protecciones más común usado en los sistemas de

potencia, por lo tanto, su conjunto de acciones correctivas para mantener equilibrada la generación y carga de un sistema de potencia deben tener un rendimiento óptimo, en el caso de que el sistema sufra un grave problema de estabilidad de frecuencia. Los Esquema de Alivio de Carga UFLS son una herramienta de último recurso para proteger al Sistema Eléctrico de Potencia ante graves perturbaciones [9], la técnica de UFLS empleada debe ser eficiente, confiable, robusta y rápida.

El diagrama de flujo para Esquemas de alivio de carga por baja frecuencia y bajo voltaje se muestra en la Figura 3 [11].

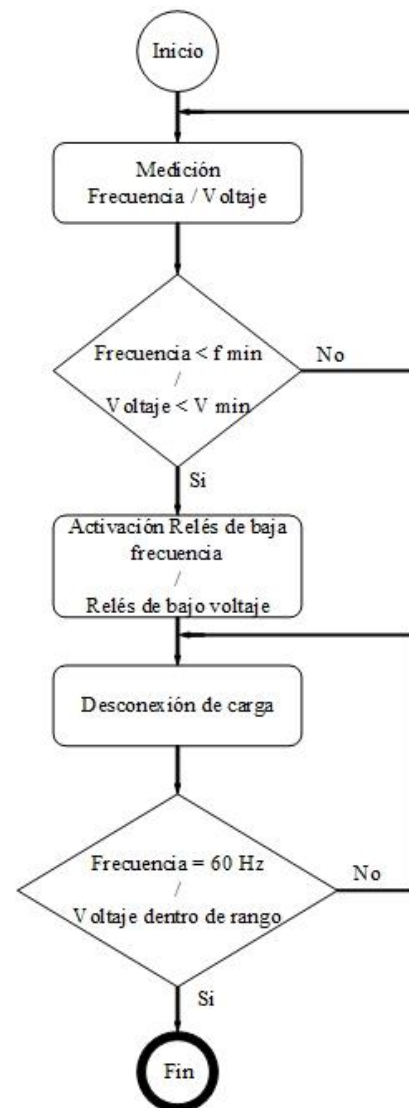


Figura 3. Diagrama de flujo EAC tradicionales

En la actualidad existen tres métodos para el desarrollo de esquemas UFLS.

- Tradicional
- Semi-Adaptativo
- Adaptativo

El esquema tradicional desconecta cierta cantidad de carga cuando la frecuencia del sistema cae por debajo del umbral predefinido y continúa hasta aliviar la sobrecarga [30]. Usualmente la cantidad de carga desconectada en este esquema es excesiva, el valor de los umbrales y la cantidad de carga a desconectar se deciden fuera de línea, justificados con simulaciones y experiencias anteriores [31].

El esquema UFLS semi-adaptativo depende de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), cierta cantidad de carga es desconectada cuando el sistema alcanza el límite de umbral de frecuencia [9].

De manera distinta, el esquema UFLS adaptativo desconecta una cantidad de carga, determinada en función de la frecuencia del sistema y la magnitud estimada de perturbación (desequilibrio de potencia generación-carga) [15]. El esquema adaptativo mejora la confiabilidad de desconexión tradicional de carga y mejora el comportamiento transitorio al tratarse de perturbaciones extremas [32]. Para el estudio realizado, el Esquema de Alivio de Carga implementado entra en esta última categoría. Siendo un Esquema de Alivio de Carga adaptativo, este se basará en que, para permanecer en equilibrio o volver a un estado de equilibrio, la potencia consumida por la carga tiene que ser igual a la potencia suministrada por la generación.

$$Pg = Pc + Ploss \quad (1)$$

Dónde:

$Pg$ : Potencia de generación

$Pc$ : Potencia de carga

$Ploss$ : Pérdidas en transmisión

## 2.4. Priorización de Carga

Teniendo en cuenta el esquema elegido, las cargas críticas del sistema tienen que ser consideradas durante la implementación del mismo. Es en este punto donde entran los conceptos de priorización y segmentación de carga, los cuales básicamente plantean la importancia de una carga respecto a otra y la influencia que esto representa para la implementación del Esquema de Alivio de Carga [16][32].

En relación a la priorización de carga, es importante entender sobre qué base un operador prioriza una carga sobre otra. Para esto, se incluyen varios fundamentos que influyen en la priorización, resumidos en los siguientes puntos [17].

1. Criticidad de carga
2. Demanda de carga (kW)
3. Duración prevista de la interrupción
4. Costo de la interrupción
5. Número de clientes

En todo sistema de potencia es normal considerar ciertas cargas como propiamente críticas, sin necesidad de establecer una medición mediante otro factor. Estas cargas críticas son las que reciben la más alta prioridad, indistintamente de su costo de interrupción, su consumo total de energía o la duración prevista de su interrupción [17]. En el momento de una interrupción, la recuperación de estas cargas críticas es fundamental y debe conseguirse lo más rápido posible.

Estas cargas tienen prioridad sobre todas las demás cargas del sistema. La criticidad está relacionada con el tipo de carga. Las cargas industriales y algunas comerciales son un claro ejemplo, consideradas generalmente como cargas críticas debido a la gran cantidad de energía que consumen y al elevado costo que representaría su desconexión [17]. A razón de esto, las cargas residenciales



son frecuentemente desestimadas como cargas críticas, principalmente por su consumo de energía y su bajo coste de desconexión.

### 3. Planteamiento y solución del problema

Al pensar en un Esquema de Alivio de Carga basado en priorización de carga, no es difícil identificar el mayor problema a encontrar. La priorización de carga representa este principal problema, debido a que un Sistema de Potencia posee gran cantidad de carga distribuida de manera aleatoria, separada por grandes distancias y utilizada para un sin fin de propósitos.

Muchos estudios se han realizado con el propósito de resolver este problema [17][33][34], los cuales presentan diferentes maneras de ponderar la carga y asignarle un valor respecto a otras existentes. La mayoría de estos métodos están basados en los cinco fundamentos de priorización mencionados anteriormente.

El principal y de mayor importancia es la criticidad de carga, un aspecto técnico, para el cual las cargas se dividen en tres tipos: Industrial, Comercial y Residencial [17][35]. Como es de esperarse, las cargas Industriales y Comerciales tienen una mayor prioridad sobre las Residenciales, pudiendo prescindir de estas últimas de llegar a ser necesario. De manera similar, los aspectos económicos y sociales juegan un papel importante en la priorización de cargas, para los cuales se utilizan métodos para definir la ponderación de las cargas, basados en encuestas, indicadores económicos, índices de confiabilidad, etc. que ayudan a cuantificar costos de interrupción para diferentes condiciones [34][35].

Por lo anteriormente expuesto, la solución considerada en este artículo contempla un método de ponderación sencillo, basado en los principios de los artículos mencionados anteriormente. Se

asumirán tres tipos de cargas: Industrial (Fabricas, Hospitales, Estaciones de bomberos), Comercial (Centros comerciales, Bancos, Escuelas) y Residencial (Condominios, Casas, Resto de cargas).

El método de ponderación consiste en valorar la probabilidad de desconexión de una carga, siendo de 0 a 100 los valores usados, se asume que en los puntos extremos 0 será el porcentaje de una carga importante e imposible de desconectar y 100 para una carga trivial y posible de desconectar.

Se consideran tres aspectos a evaluar. El técnico, donde caben fundamentos de criticidad de carga y demanda de carga [17], el económico, fundamentado en el costo y duración de las interrupciones y el social, donde entra el número de clientes [17][35]. Para el aspecto técnico la Tabla 1 muestra los rangos de valores que serán usados para ponderar la importancia de las cargas en los casos de estudio. La ponderación de los aspectos económico y social se observa en la Tabla 2.

**Tabla 1.** Rangos de ponderación: Técnico

Tipo de carga	Nivel de criticidad	Posibilidad de desconexión
Industrial	Alto	0 - 33
Comercial	Medio	33 - 66
Residencial	Bajo	66 - 100

Para la Tabla 2 los valores de costo de interrupción por promedio de carga son mencionados en [35]. Cabe indicar que los valores utilizados fueron conseguidos mediante un estudio de confiabilidad en Estados Unidos [33], por lo cual, los valores de costos fueron conseguidos mediante datos históricos propios del sistema estadounidense, volviéndolos inutilizables para el sistema ecuatoriano. No obstante, servirán en este artículo debido al carácter general de sus casos de estudio.

**Tabla 2.** Rangos de ponderación: Económico y Social

Tipo de Carga	Costo de interrupción por promedio de carga	Posibilidad de desconexión
Industrial	\$ 200.10	0 - 25
Comercial	\$ 14.40	25 - 80
Residencial	\$ 1.80	80 -100

Además, las estimaciones de costos de interrupción en la Tabla 2 describen el impacto de la duración (momentánea) en los costos de interrupción para diferentes tipos de clientes e ilustran las dramáticas diferencias en los costos de interrupción para diferentes tipos de clientes [35]. Los valores en dólares representan el costo por desconexión momentánea, debido a la pérdida de producción, fabricación, tiempo laboral, etc. del cliente.

Una vez ponderada las cargas se procede a usar los valores en (2) y (3), con los cuales, en el momento en que se pierda potencia de generación, el resultado obtenido representa el porcentaje de potencia que cada carga asume mediante su desconexión, dependiendo de la prioridad que se le haya asignado.

$$Prc_i = (Vce_i + Vcs_i + Vct_i)/3 \quad (2)$$

Dónde:

$Prc_i$ : Promedio de ponderación para la carga i

$Vce_i$ : Valor de ponderación para el aspecto económico

$Vcs_i$ : Valor de ponderación para el aspecto social

$Vct_i$ : Valor de ponderación para el aspecto técnico

$$factc_i = Prc_i / \sum_i^n Prc_i \quad (3)$$

Dónde:

$factc_i$ : Porcentaje de potencia a desconectar de la carga i

$n$ : Número de cargas

Para simular el impacto de un desastre natural se desconectará de manera aleatoria cierto porcentaje de generación del sistema, lo cual dará paso a la activación del esquema de alivio de carga, que se encargará de la desconexión priorizada de carga hasta cumplir con (1). Cuando la potencia de carga se reduzca hasta igualar a la potencia de generación, el sistema se estabiliza y el Esquema de Alivio de Carga se desactiva.

### 3.1. Algoritmo para el Esquema de Alivio de carga

En esta sección se explica el algoritmo utilizado para calcular la priorización y el porcentaje de desconexión de cada carga en el EAC. Las variables consideradas son mostradas en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Variables consideradas

Variable	Interpretación
$P$	Potencia Activa
$Q$	Potencia Reactiva
$Vce_i$	Valor de ponderación para el aspecto económico
$Vcs_i$	Valor de ponderación para el aspecto social
$Vct_i$	Valor de ponderación para el aspecto técnico
$Prc_i$	Promedio de ponderación para la carga i
$factc$	Porcentaje de potencia a desconectar de la carga i
$Pg$	Potencia activa de generación
$Pc$	Potencia activa de carga

Después de determinar las variables utilizadas para desarrollar el algoritmo, este es explicado mediante un pseudocódigo, indicado en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Pseudocódigo para el Esquema de Alivio de Carga

<b>Algoritmo simultaneo en MatLab y PowerFactory</b>
<b>Paso 1:</b> Inicio
Primera Iteración Condiciones iniciales
<b>Paso 2 :</b> Ingreso de valores iniciales P y Q de carga y de generación (MatLab)
<b>Paso 3 :</b> Ingreso de valores de priorización $Vce_i$ , $Vcs_i$ y $Vct_i$ de cada carga (MatLab)
<b>Paso 4 :</b> Cálculo de priorización y porcentajes de desconexión de carga $Prc_i$ y $factc_i$ (MatLab)
$Prc_i = (Vce_i + Vcs_i + Vct_i)/3$ $factc_i = Prc_i / \sum_i^n Prc_i$
<b>Paso 5:</b> Envío de datos a PowerFactory
<b>Paso 6:</b> Recepción de datos (PowerFactory)
<b>Paso 7:</b> Ejecución flujo de carga en condiciones normales (PowerFactory)
<b>Paso 8:</b> Envío de datos a MatLab
Segunda Iteración perdida de generación y desconexión de carga
<b>Paso 9:</b> Recepción de datos (Matlab)
<b>Paso 10:</b> Desconexión aleatoria de generación (MatLab)
<b>Paso 11:</b> Inicio de EAC desconexión porcentual de carga (MatLab)
<b>Paso 12:</b> Envío de datos a PowerFactory
<b>Paso 13:</b> Recepción de datos (Power Factory)
<b>Paso 14:</b> Ejecución de flujo de carga bajo parámetros de desconexión de carga y EAC
<b>Paso 15:</b> Envío de datos a MatLab
Continúan las iteraciones repitiendo los pasos 9, 11, 12, 13, 14 y 15 hasta igualar potencias generación y carga
$Pg = Pc + Ploss$
<b>Paso 16:</b> Análisis RMS de los resultados
<b>Paso 17:</b> Fin

## 4. Casos de Estudio

A continuación, se describe los resultados obtenidos por el algoritmo explicado anteriormente en 2 casos diferentes, en los cuales se observa una

distribución de cargas y generación muy distinta. Para comprender de mejor manera se comparará los valores de generación y carga inicial y final de cada uno de los casos.

Es necesario mencionar que ambos casos de estudio son realizados con modelos de cargas constantes, por lo tanto, las cargas no dependen de la frecuencia del sistema y su potencia no se verá afectada por la variación que esta pueda sufrir.

### 4.1. Caso 1

Para el caso 1 se utiliza el sistema de pruebas IEEE de 9 barras modificado, mostrado en la Figura 4.

#### 4.1.1. Sistema en condiciones normales

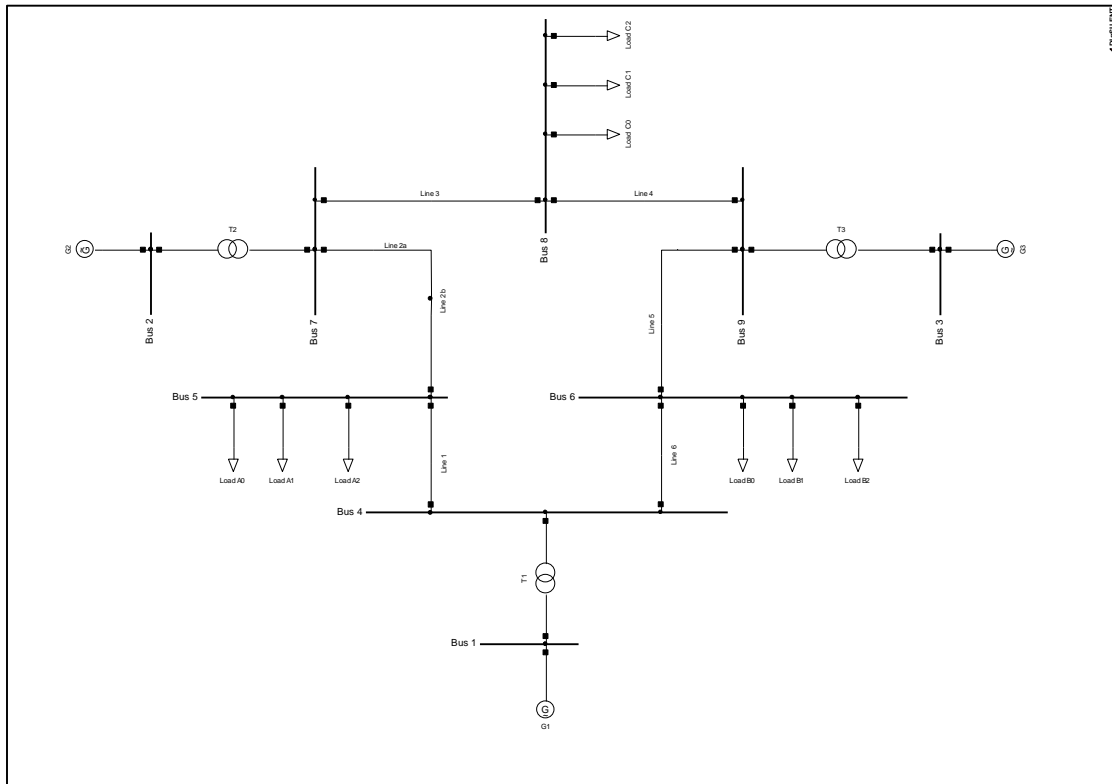
En condiciones normales de operación sus valores nominales de generación y carga son mostrados en la Tabla 5 y en la Tabla 6 respectivamente.

Se puede apreciar en la Tabla 5 la potencia despachada por cada generador, además de la potencia de generación total inicial del sistema

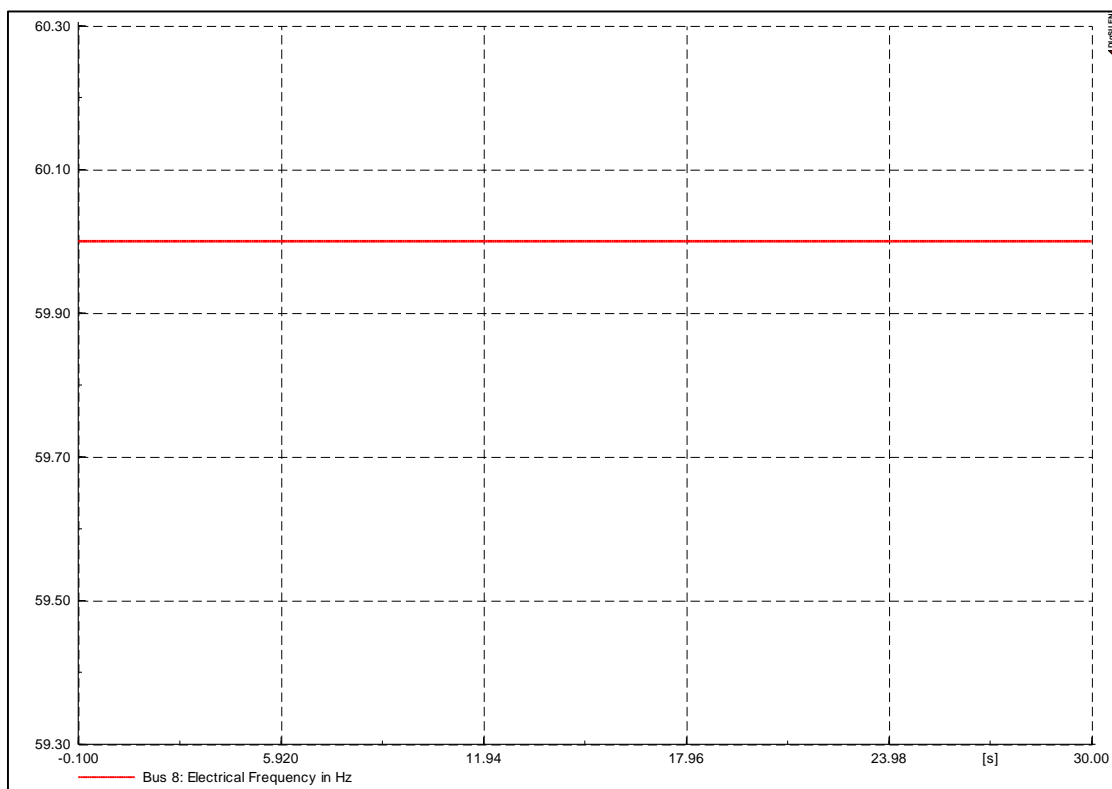
**Tabla 5.** Potencias de Generación en condiciones normales Caso 1

Generador	Valor (MW)
G1	71.9
G2	163
G3	85
<b>PTGI</b>	<b>319.9</b>

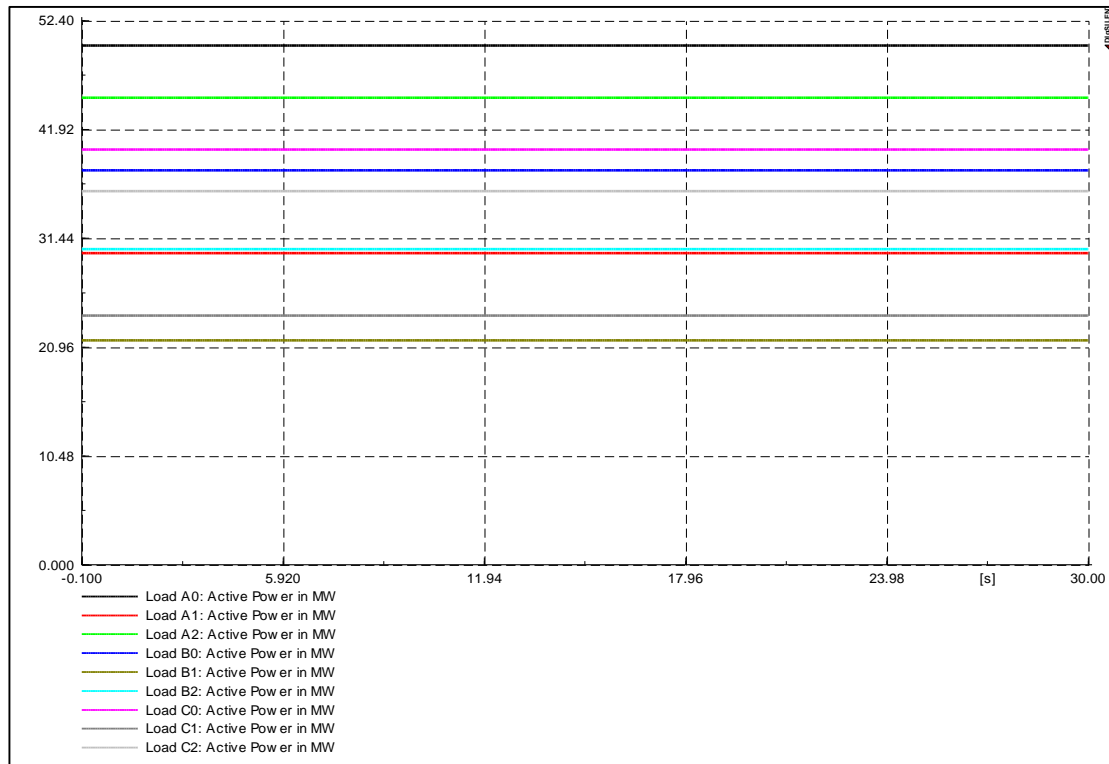
Para la potencia consumida por la carga, mostrada en la Tabla 6, se puede observar el tipo de carga asignada y su valor, además, la potencia de carga total inicial del sistema. Un análisis RMS al sistema en condiciones normales, muestra que se encuentra en estado estable, con una frecuencia sostenida en 60 Hz, Figura 5 y valores de carga constantes en las nueve barras, Figura 6.



**Figura 4.** Sistema IEEE de 9 Barras modificado



**Figura 5.** Frecuencia del sistema en condiciones normales Caso 1



**Figura 6.** Perfil de carga en Condiciones normales Caso 1

**Tabla 6.** Potencias de Carga en condiciones normales Caso 1

Carga	Tipo	Valor (MW)
A0	Industrial	50
A1	Comercial	30
A2	Residencial	45
B0	Industrial	38
B1	Comercial	21.6
B2	Residencial	30.4
C0	Industrial	40
C1	Comercial	24
C2	Residencial	36
<b>PTCI</b>		<b>315</b>

Además, se nota en la simulación RMS como los valores de generación y voltaje se mantienen estables, Figura 19 y Figura 20, dispuestas en la sección de anexos.

#### 4.1.2. Salida de generación

Una vez establecidos los valores iniciales para el primer caso, el algoritmo en MatLab desconecta de forma aleatoria cierto porcentaje de generación del sistema, para este caso es el punto G2. Dejando al sistema en desequilibrio. La salida de G2 se observa en la Figura 21 y

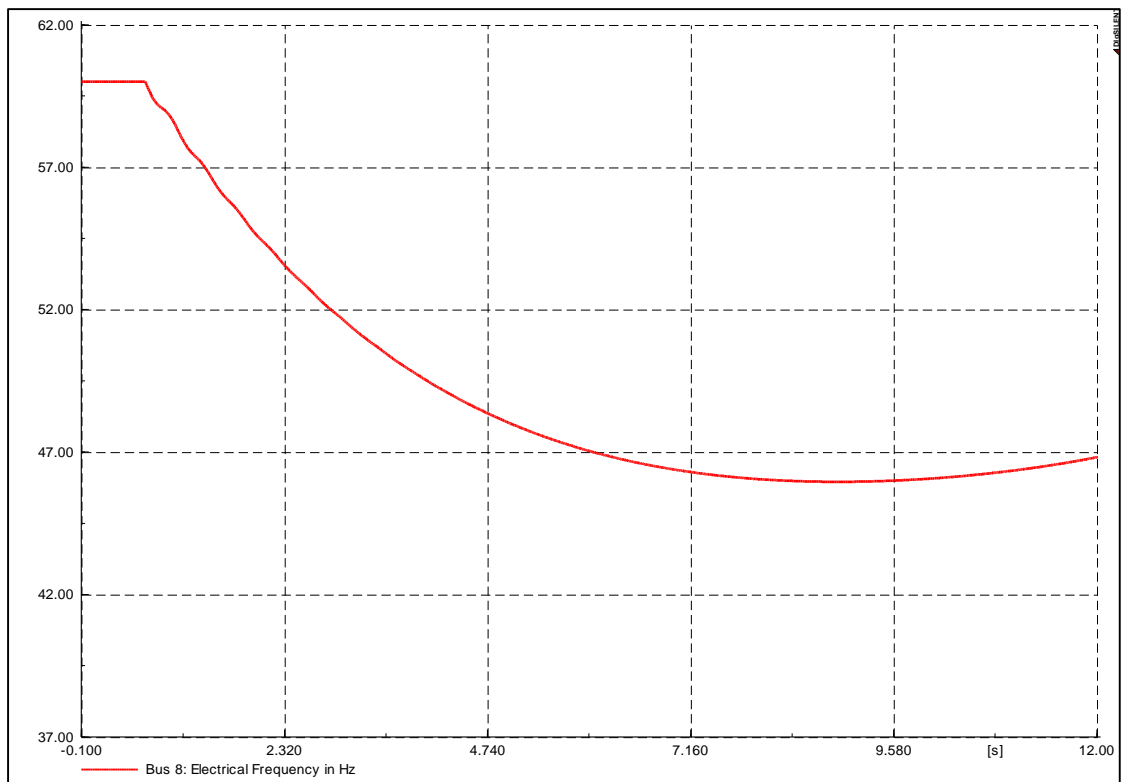
la caída del voltaje se muestra en la Figura 22, ambas imágenes adjuntas en anexos.

Colocando esta etapa bajo análisis y sin efectuar ninguna acción para remediar la pérdida de generación, es evidente el colapso total de todo el sistema debido a la baja frecuencia. La rápida caída de frecuencia y potencia de carga son mostradas en las Figuras 7 y 8 respectivamente.

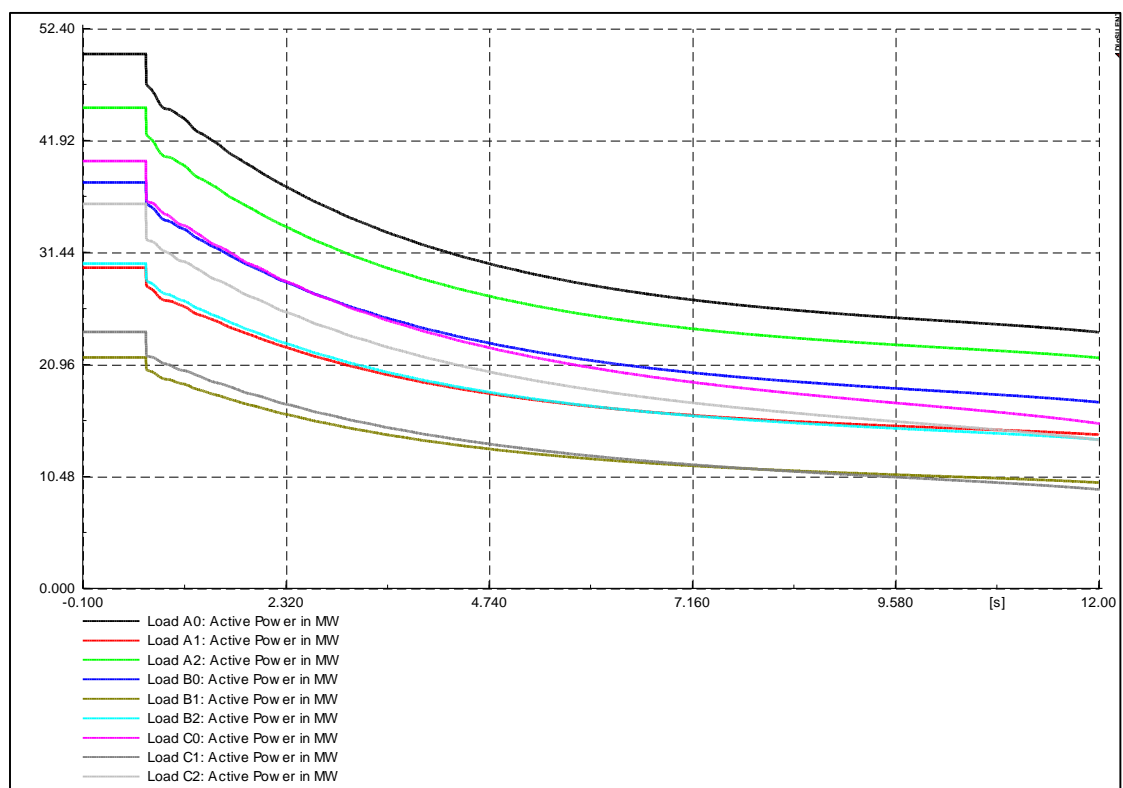
#### 4.1.3. Implementación del Esquema de Alivio de Carga

Tratando de mitigar la salida de generación del sistema se implementa el Esquema de Alivio de Carga basado en parámetros de priorización de carga.

La ponderación para cada carga se muestra en la Tabla 7, considerando los rangos de valores mencionados en la sección anterior.



**Figura 7.** Frecuencia del sistema salida de Generación Caso 1



**Figura 8.** Perfil de Carga salida de Generación Caso 1

**Tabla 7.** Valores de ponderación para cada carga Caso 1

Carga	Técnico	Económico	Social
A0	15	13	18
A1	40	39	39
A2	79	80	80
B0	33	23	25
B1	64	75	72
B2	93	100	98
C0	30	21	20
C1	55	64	60
C2	85	90	89

A partir de los valores asignados a cada carga se usan las ecuaciones (2) y (3) para obtener el porcentaje de potencia total calculado que cada carga asume para compensar la generación perdida. Se muestra en la Tabla 8.

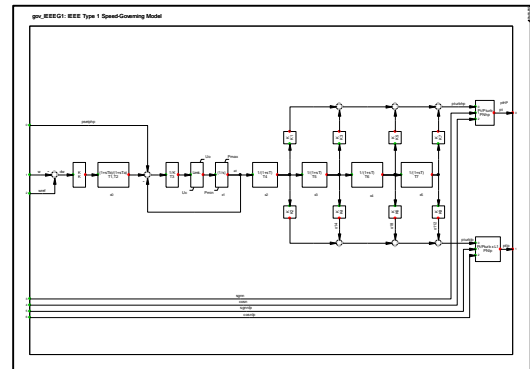
A continuación, comienza el intercambio de información entre MatLab y PowerFactory, en cada iteración se desconecta un porcentaje de potencia en cada carga (MatLab) y se corre un flujo de carga (Power Factory), las iteraciones continuaran hasta que cada carga asuma el porcentaje total de desconexión asignado en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Porcentajes totales de desconexión por carga calculados Caso 1

Carga	Porcentaje total de desconexión (%)
A0	3.07
A1	7.87
A2	15.93
B0	5.40
B1	14.07
B2	19.40
C0	4.73
C1	11.93
C2	17.60

Debido a que un flujo de carga nos ofrece un análisis del sistema en estado estático, es necesario realizar un análisis RMS, el cual en PowerFactory se refiere a transitorios electromecánicos del sistema, mostrándolo de forma dinámica y un resultado aproximado a la reacción real del mismo.

Para el análisis RMS del Esquema de Alivio de Carga es necesario utilizar un regulador de velocidad, para este caso es el regulador de velocidad gov\_IEEEG1, el cual, mediante señales de control permite una recuperación de frecuencia en tiempo reducido y de manera controlada, para devolver la estabilidad al sistema. La Figura 13 muestra el modelo del regulador de velocidad gov\_IEEEG1.



**Figura 9.** gov\_IEEEG1: IEEE Type 1 Speed Governing Model

Sus parámetros y el rango bajo los cuales se los configura son mostrados en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Parámetros de configuración gov\_IEEEG1

Parámetro	Tipo	Rango
K	PU	$5 \leq K \leq 30$
T1	Segundos	$0 < T1 < 5$
T2	Segundos	$0 < T2 < 10$
T3	Segundos	$0.04 < T3 \leq 1$
U0	PU	$0.01 \leq U0 \leq 0.3$
Uc	PU	$-0.3 \leq Uc < 0$
PMAX	PU	$0.5 \leq PMAX \leq 2$
PMIN	PU	$0 \leq PMIN < 0.5$
T4	Segundos	$0 < T4 \leq 1$
T5	Segundos	$0 < T5 < 10$
T6	Segundos	$0 < T6 < 10$
T7	Segundos	$0 < T7 < 10$
K1	PU	$-0.2 \leq K1 \leq 1$
K2	PU	$K2 = 0$
K3	PU	$0 \leq K3 < 0.5$
K4	PU	$0 \leq K4 < 0.5$
K5	PU	$0 \leq K5 < 0.35$
K6	PU	$0 \leq K6 < 0.55$
K7	PU	$0 \leq K7 < 0.3$
K8	PU	$0 \leq K8 < 0.3$

Una vez finalizadas las simulaciones, es observable el estado final del sistema después de la aplicación del EAC. Las potencias de generación y carga se muestran en las Tablas 10 y 11.

**Tabla 10.** Potencias de Generación después de EAC Caso 1

Generador	Valor (MW)
G1	71.9
G2	0.0
G3	85.0
<b>PTG</b>	<b>156.9</b>

**Tabla 11.** Potencias de Carga después de EAC Caso 1

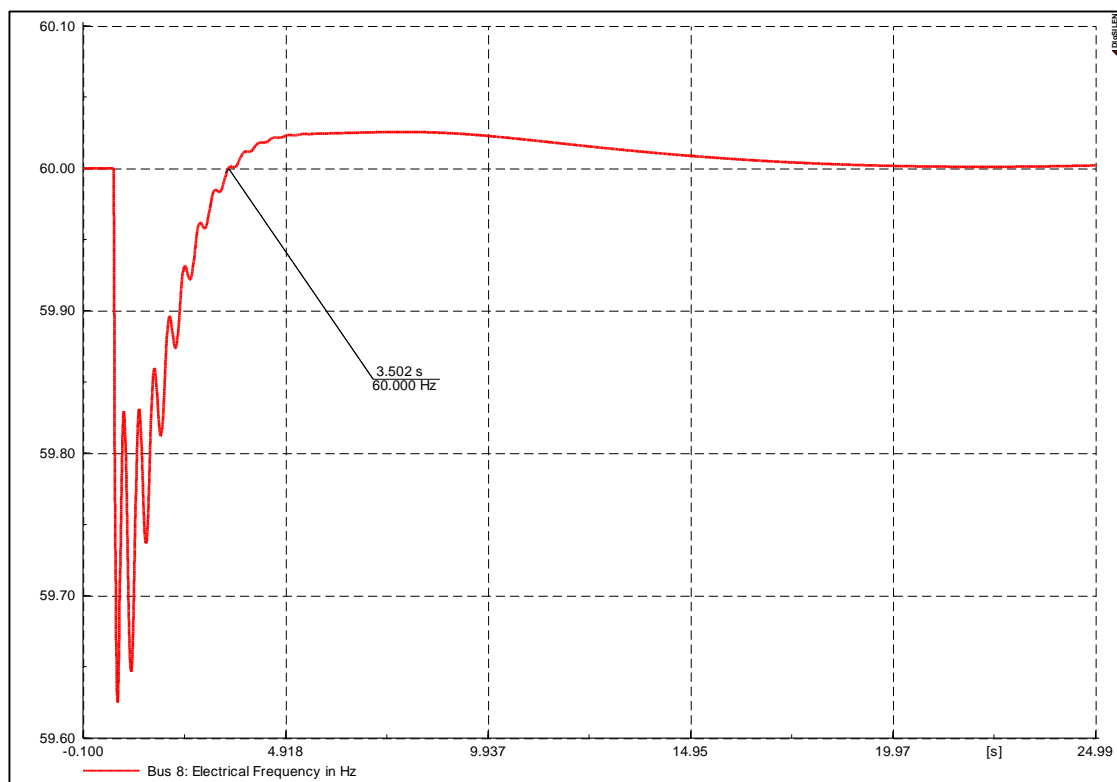
Carga	Valor (MW)
A0	45.78
A1	19.26
A2	16.58
B0	29.77
B1	5.03
B2	2.86
C0	30.59
C1	2.21
C2	3.31
<b>PTC</b>	<b>155.38</b>

Debido a la naturaleza dinámica de la simulación RMS, el porcentaje total de desconexión cambia con respecto al calculado originalmente. Este cambio se muestra en la Tabla 12.

**Tabla 12.** Porcentajes totales de desconexión por carga RMS Caso 1

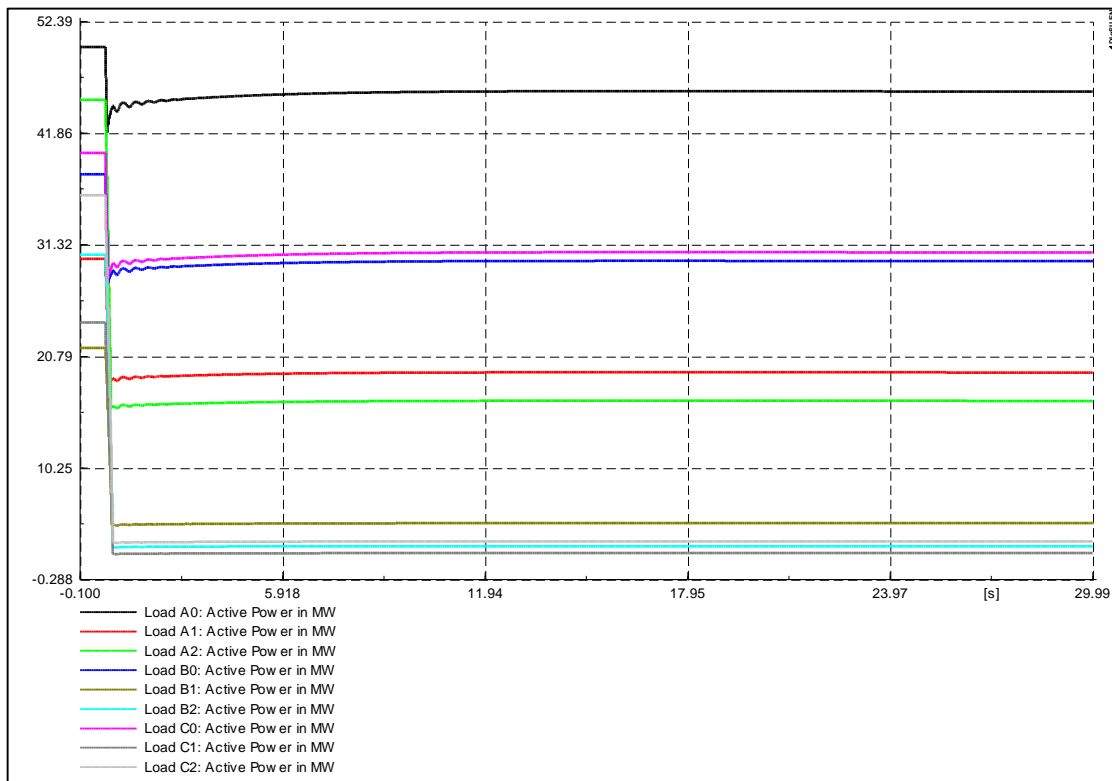
Carga	Porcentaje total de desconexión RMS (%)
<b>A0</b>	2.59
<b>A1</b>	6.59
<b>A2</b>	17.44
<b>B0</b>	5.05
<b>B1</b>	10.17
<b>B2</b>	16.89
<b>C0</b>	5.77
<b>C1</b>	13.37
<b>C2</b>	20.05

El cambio en la generación y el voltaje en barras se aprecian en la Figuras 23 y 24 respectivamente, ambas en la sección de anexos, además, la variación de frecuencia por el Esquema de Alivio de Carga se muestra en la Figura 10.



**Figura 10.** Frecuencia del sistema después de EAC Caso 1





**Figura 11.** Perfil de Carga después de EAC Caso 1

La variación en la potencia de las cargas, donde se observa claramente las desconexiones de estas, se muestra en la Figura 11.

## 4.2. Análisis de resultados Caso 1

### 4.2.1. Priorización de Carga

La variación de carga bajo los parámetros de priorización para el Caso 1 es fácilmente observable al comparar los valores de carga inicial y final del sistema Tabla 13. La importancia de las cargas Industriales y Comerciales es evidente en comparación a las cargas Residenciales

Cabe destacar que el Esquema de Alivio de carga cumple con la condición principal del problema, La potencia de carga tiene que ser menor o igual a la potencia de generación para que el sistema se mantenga en una condición estable. Las potencias de generación inicial y final se muestran en la Tabla 14.

**Tabla 13.** Comparación de potencias de Carga Caso 1

Carga	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
A0	50	45.78
A1	30	19.26
A2	45	16.58
B0	38	29.77
B1	21.6	5.03
B2	30.4	2.86
C0	40	30.59
C1	24	2.21
C2	36	3.31
<b>PTC</b>	<b>315</b>	<b>155.38</b>

**Tabla 14.** Comparación de potencias de Generación Caso 1

Generador	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
G1	71.9	71.9
G2	163	0.0
G3	85	85.0
<b>PTG</b>	<b>319.9</b>	<b>156.9</b>

### 4.2.2. Frecuencia del sistema

Debido a la salida prácticamente instantánea de generación, es notable observar la disminución sumamente brusca de la frecuencia del sistema, la

intervención del Esquema de Alivio de Carga permite a la frecuencia aumentar y estabilizarse. Para este caso el valor final de frecuencia se considera aceptable para que el sistema funcione de una manera disminuida por un periodo de tiempo, hasta volver al funcionamiento normal. La comparación de frecuencias inicial y final para el Caso 1 se muestra en la Tabla 15.

**Tabla 15.** Comparación de Frecuencias

Caso	Frecuencia Inicial (Hz)	Frecuencia Final (Hz)
Caso 1	60	60.01

#### 4.2.3. Porcentaje total de desconexión por carga

Tras aplicar el análisis RMS en estado dinámico del sistema, se nota cierto cambio en los porcentajes de potencia total asumida por cada carga, respecto a los porcentajes calculados. Dicho cambio muestra que, de manera global, el porcentaje de desconexión total es prácticamente el mismo, variando cerca de un 2% en el Caso 1, Tabla 16

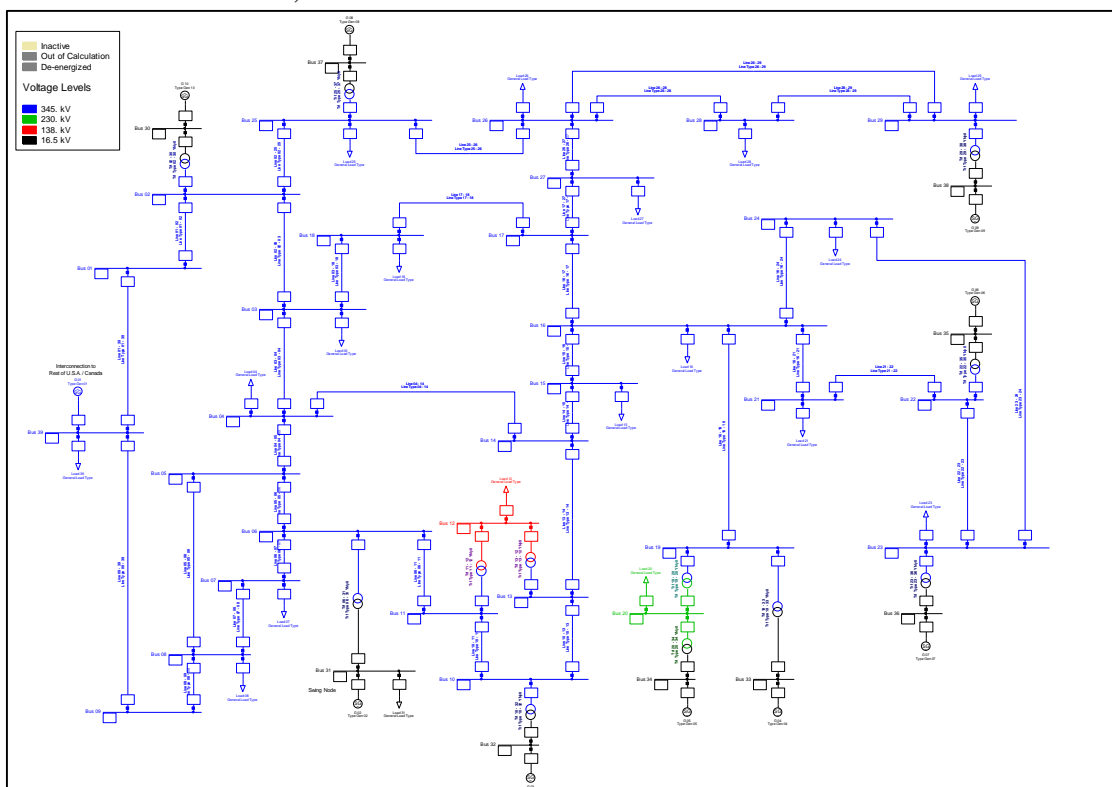
**Tabla 16.** Comparación de porcentajes totales de desconexión Caso 1

Carga	Porcentaje total de desconexión calculado (%)	Porcentaje total de desconexión RMS (%)
A0	3.07	2.59
A1	7.87	6.59
A2	15.93	17.44
B0	5.40	5.05
B1	14.07	10.17
B2	19.40	16.89
C0	4.73	5.77
C1	11.93	13.37
C2	17.60	20.05
$\Sigma$	100	97.93

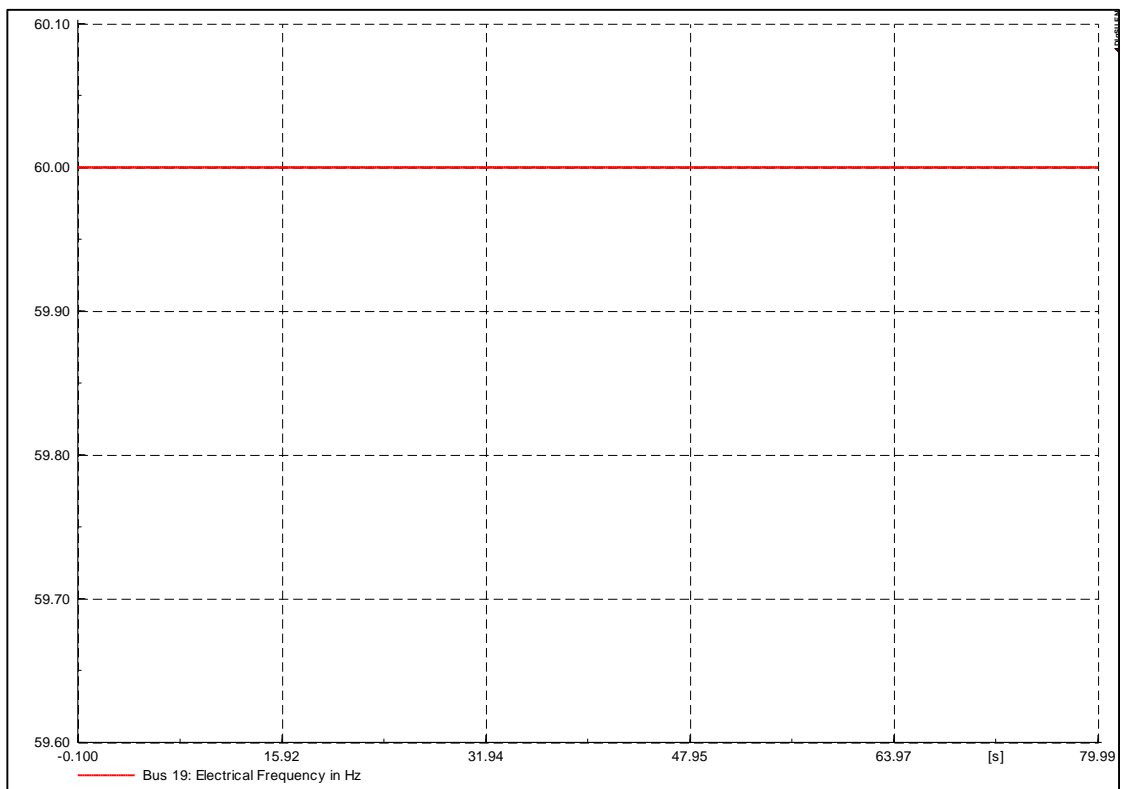
Pero, comparando una a una las cargas, el cambio es mucho más obvio, especialmente en aquellas que bordan en los límites.

#### 4.3. Caso 2

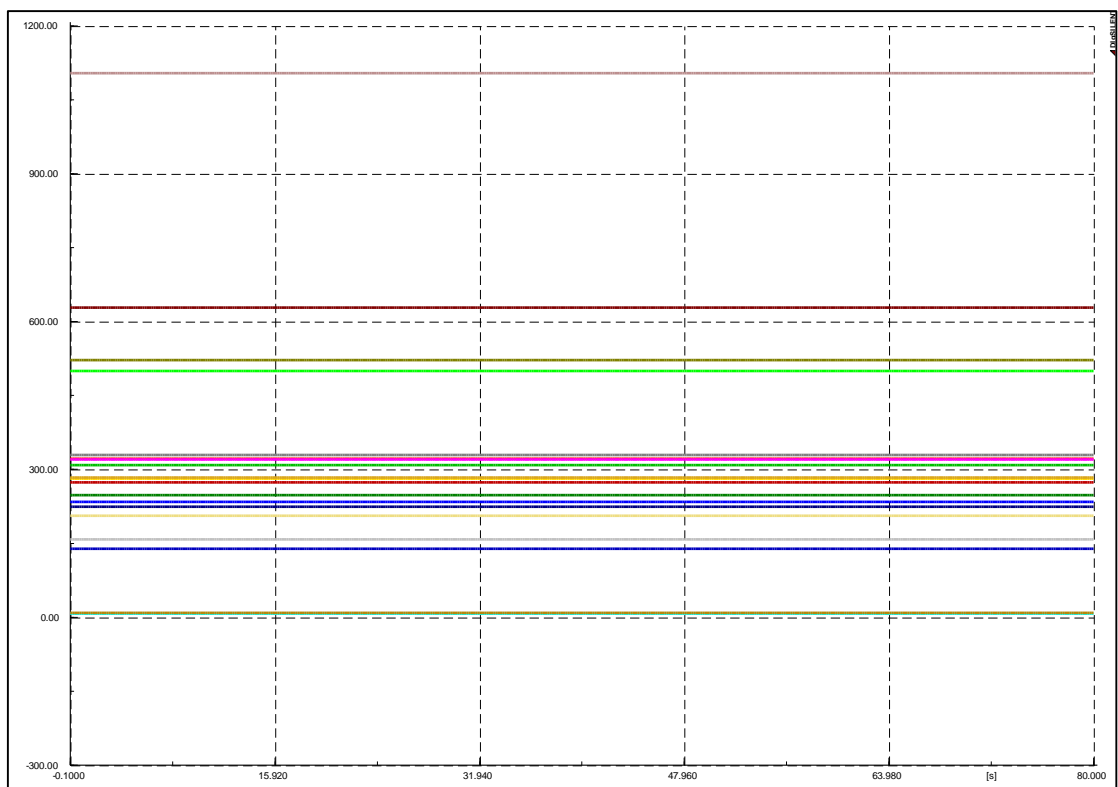
Para el caso 2 se utiliza el sistema de pruebas IEEE de 39 barras, mostrado en la Figura 12.



**Figura 12.** Sistema IEEE de 39 Barras



**Figura 13.** Frecuencia del sistema en condiciones normales Caso 2



**Figura 14.** Perfil de Carga en condiciones normales Caso 2

#### 4.3.1. Sistema en condiciones normales

En condiciones normales de operación sus valores nominales de generación y carga son mostrados en la Tabla 17 y en la Tabla 18 respectivamente.

**Tabla 17.** Potencia de Generación en condiciones normales Caso 2

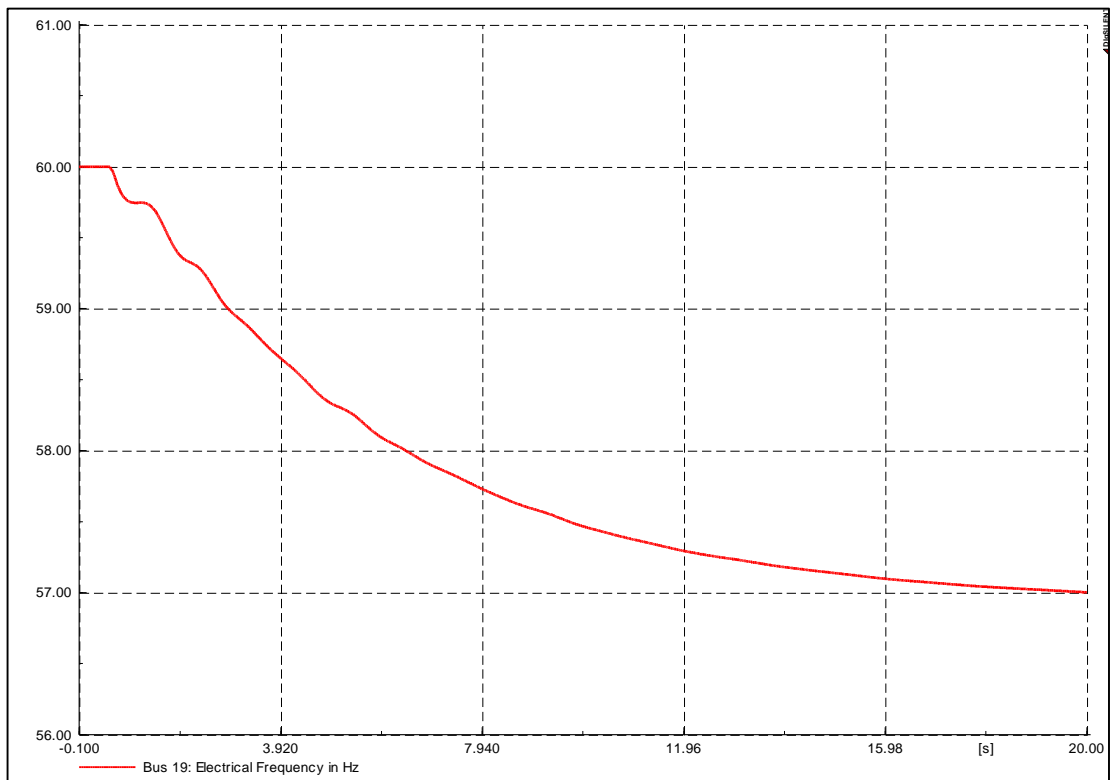
Generador	Valor (MW)
G1	1000
G2	520.8111
G3	650
G4	632
G5	508
G6	650
G7	560
G8	540
G9	830
G10	250
<b>PTGI</b>	<b>6140.81</b>

Para la potencia consumida por la carga, mostrada en la Tabla 17, se puede observar el tipo de carga asignada y su valor, además, la potencia de carga total inicial del sistema

**Tabla 18.** Potencias de Carga en condiciones normales Caso 2

Carga	Tipo	Valor (MW)
Load 03	Comercial	322
Load 04	Industrial	500
Load 07	Residencial	233.8
Load 08	Industrial	522
Load 12	Residencial	7.5
Load 15	Comercial	320
Load 16	Industrial	329
Load 18	Residencial	158
Load 20	Industrial	628
Load 21	Comercial	274
Load 23	Comercial	247.5
Load 24	Comercial	308.6
Load 25	Residencial	224
Load 26	Residencial	139
Load 27	Comercial	281
Load 28	Residencial	206
Load 29	Comercial	283.5
Load 31	Residencial	9.2
Load 39	Industrial	1104
<b>PTCI</b>		<b>6097.1</b>

Siguiendo el mismo procedimiento del caso 1, el análisis RMS al sistema en condiciones normales muestra un estado estable, tanto de frecuencia 60 Hz,



**Figura 15.** Frecuencia del sistema salida de Generación Caso 2

Figura 13, como en los valores de potencia de las cargas Figura 14.

Los valores de generación y voltajes en las 39 barras se mantienen constantes, Figura 25 y Figura 26 respectivamente, ambas adicionadas en anexos.

#### 4.3.2. Salida de generación

MatLab desconecta de forma aleatoria un porcentaje de generación, para este caso son los puntos de generación G3, G5 y G10. Dejando al sistema en desequilibrio. La salida del porcentaje de generaciones antes mencionadas se observa en la Figura 27, sección de anexos.

Es observable que la salida de los tres puntos de generación conlleva una considerable desestabilización en el resto de puntos de generación. Sin efectuar ninguna acción para remediar la pérdida de generación, la rápida caída de frecuencia se observa en la Figura 15.

Bajo el análisis RMS al igual que en el caso anterior, se puede ver claramente la desestabilización del voltaje en las barras, Figura 28, sección de anexos,

además, de las potencias en las cargas, Figura 16.

#### 4.3.3. Implementación del Esquema de Alivio de Carga

Para el caso 2 la ponderación para cada carga se muestra en la Tabla 19, considerando los rangos de valores mencionados en la sección anterior.

Siguiendo los mismos pasos del caso anterior, el porcentaje de potencia total calculado que cada carga asume para compensar la generación perdida se muestra en la Tabla 20.

Continuando con los mismos pasos que en el caso anterior y realizando las mismas simulaciones, se obtiene que, con el análisis RMS, se observa el estado final del sistema después de la aplicación del Esquema de Alivio de Carga. Al igual que en caso anterior, se utiliza el regulador de velocidad gov\_IEEEG1 para obtener una mejor respuesta de la frecuencia, su diagrama y parámetros de configuración fueron mostrados previamente en la Figura 9 y Tabla 9 respectivamente. Las potencias de

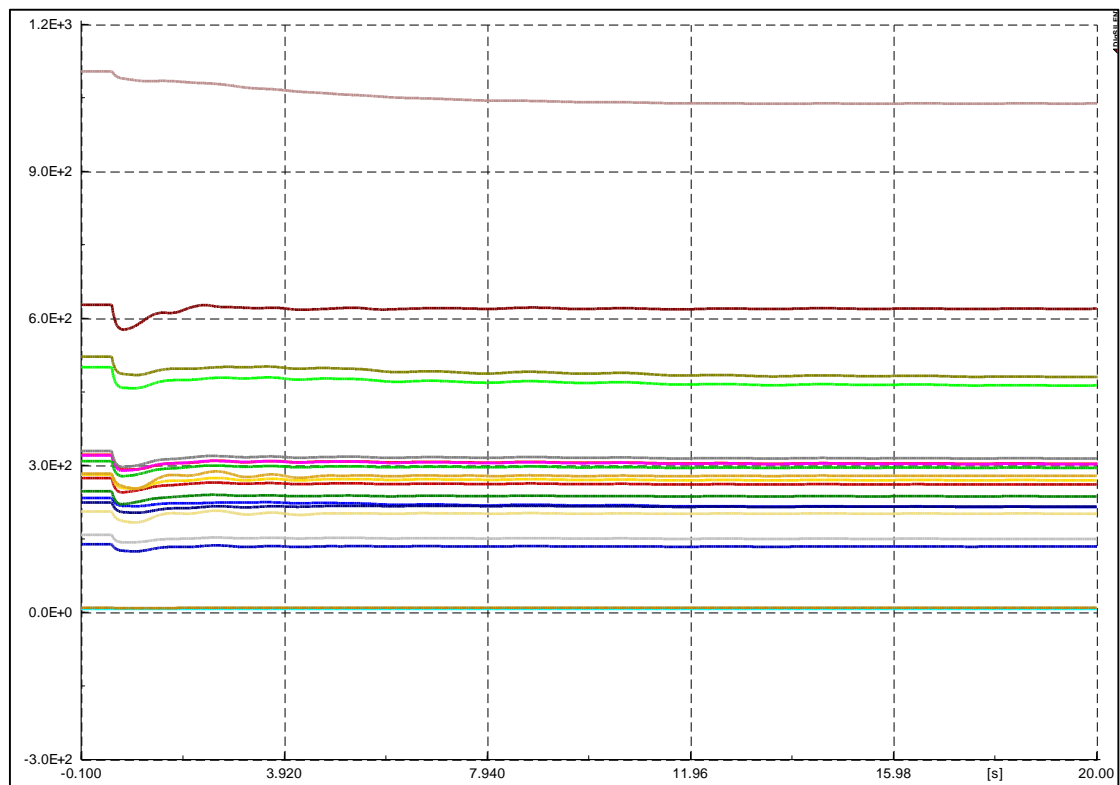


Figura 16. Perfil de Carga salida de Generación Caso 2

generación y carga después del EAC se muestran en las Tablas 21 y 22.

**Tabla 19.** Valores de ponderación para cada carga Caso 2

Carga	Técnico	Económico	Social
Load 03	38	29	31
Load 04	25	20	23
Load 07	72	83	85
Load 08	22	20	22
Load 12	90	97	99
Load 15	41	37	39
Load 16	32	23	24
Load 18	78	92	92
Load 20	15	18	17
Load 21	56	68	71
Load 23	62	76	78
Load 24	44	45	47
Load 25	74	86	88
Load 26	80	94	92
Load 27	52	60	63
Load 28	76	89	91
Load 29	48	53	55
Load 31	90	97	99
Load 39	10	15	16

**Tabla 20.** Porcentajes totales de desconexión por carga calculados Caso 2

Carga	Porcentaje total de desconexión (%)
Load 03	3.03
Load 04	2.10
Load 07	7.41
Load 08	1.98
Load 12	8.83
Load 15	3.61
Load 16	2.44
Load 18	8.09
Load 20	1.54
Load 21	6.02
Load 23	6.67
Load 24	4.20
Load 25	7.66
Load 26	8.21
Load 27	5.40
Load 28	7.90
Load 29	4.82
Load 31	8.83
Load 39	1.27

**Tabla 21.** Potencias de Generación después de EAC Caso 2

Generador	Valor (MW)
G1	1000.0
G2	495.3
G3	0.0
G4	627.9
G5	504.9
G6	0.0
G7	556.4
G8	536.4
G9	824.9
G10	0.0
<b>PTG</b>	<b>4545.94</b>

**Tabla 22.** Potencias de Carga después de EAC Caso 2

Carga	Valor (MW)
Load 03	231.43
Load 04	424.32
Load 07	139.94
Load 08	445.72
Load 12	3.49
Load 15	231.52
Load 16	280.31
Load 18	94.02
Load 20	543.86
Load 21	162.97
Load 23	115.93
Load 24	223.73
Load 25	134.42
Load 26	65.52
Load 27	167.92
Load 28	97.84
Load 29	171.59
Load 31	4.42
Load 39	951.83
<b>PTC</b>	<b>4490.80</b>

Al igual que en el caso anterior, la naturaleza dinámica de la simulación RMS da como resultado un porcentaje total de desconexión diferente respecto al calculado, Este cambio se muestra en la Tabla 23.

**Tabla 23.** Porcentajes totales de desconexión por carga RMS Caso 2

Carga	Porcentaje total de desconexión RMS (%)
Load 03	5.84
Load 04	4.88
Load 07	6.06
Load 08	4.92
Load 12	0.26
Load 15	5.71
Load 16	3.14
Load 18	4.13
Load 20	5.43
Load 21	7.16
Load 23	8.49
Load 24	5.48
Load 25	5.78
Load 26	4.74
Load 27	7.30
Load 28	6.98
Load 29	7.22
Load 31	0.31
Load 39	9.82

El cambio en la generación se aprecia en la Figura 29, sección de anexos, y la variación de frecuencia por el Esquema de Alivio de Carga se muestra en la Figura 17.

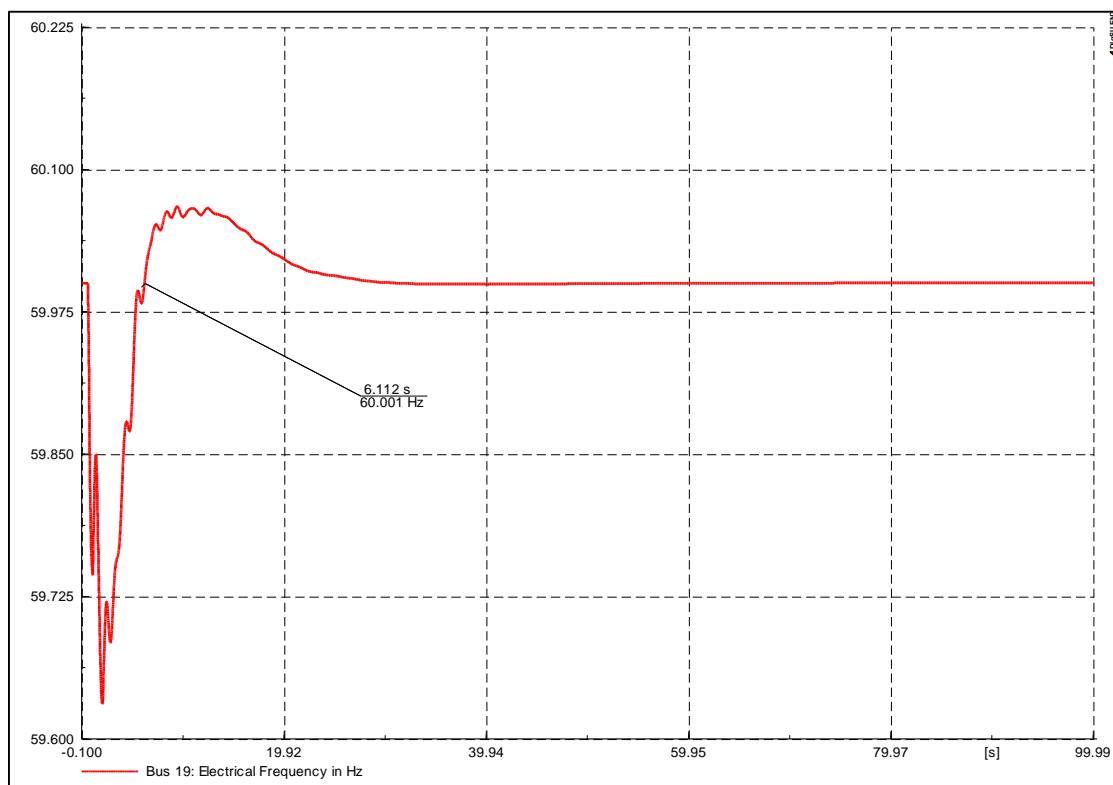
La variación en la potencia de las cargas se muestra en la Figura 18 y la variación de voltaje en las barras es mostrada en la Figura 30, adjunta en la sección de anexos.

#### 4.4. Análisis de resultados Caso 2

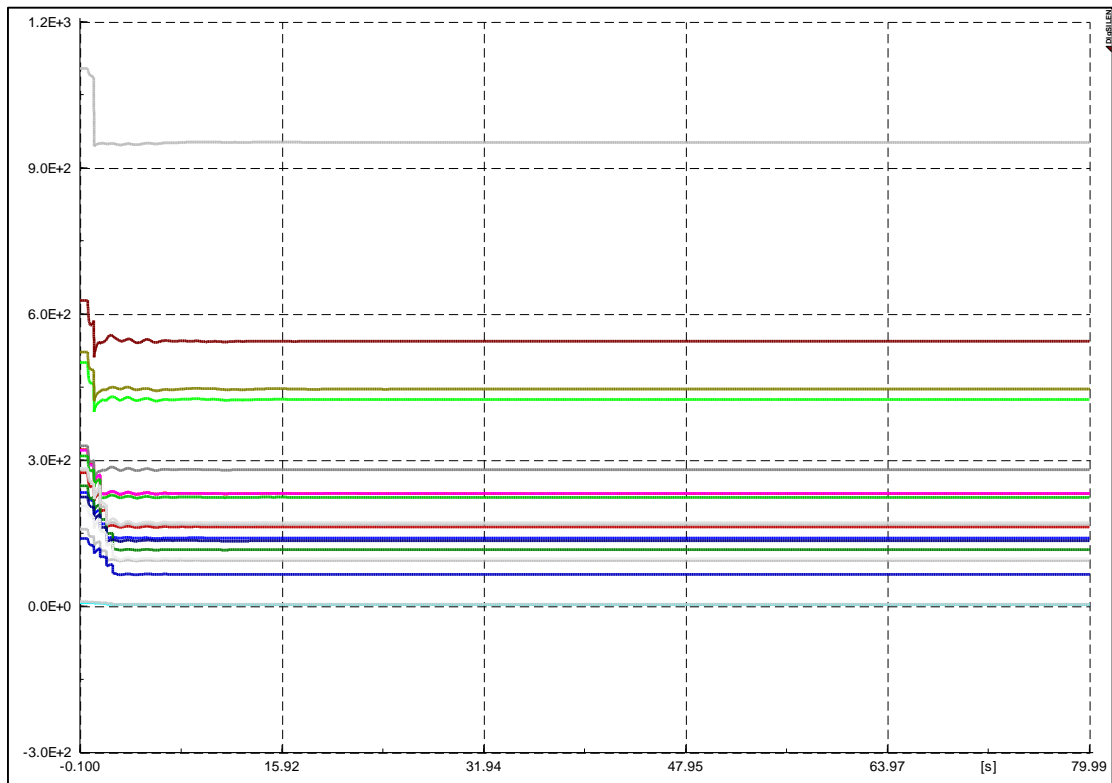
##### 4.4.1. Priorización de Carga

La variación de carga bajo los parámetros de priorización para el caso 2 se observa al comparar los valores de carga inicial y final del sistema Tabla 24. La importancia de las cargas Industriales y Comerciales es evidente en comparación a las cargas Residenciales

El Esquema de Alivio de carga cumple con la condición principal del problema, la potencia de carga tiene que ser menor o igual a la potencia de generación para que el sistema se mantenga en una condición estable. Las potencias de generación inicial y final se muestran en las Tabla 25.



**Figura 17.** Frecuencia del sistema después de EAC Caso 2



**Figura 18.** Perfil de Carga después de EAC Caso 2

**Tabla 24.** Comparación de potencias de Carga  
Caso 2

Carga	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
Load 03	322	231.43
Load 04	500	424.32
Load 07	233.8	139.94
Load 08	522	445.72
Load 12	7.5	3.49
Load 15	320	231.52
Load 16	329	280.31
Load 18	158	94.02
Load 20	628	543.86
Load 21	274	162.97
Load 23	247.5	115.93
Load 24	308.6	223.73
Load 25	224	134.42
Load 26	139	65.52
Load 27	281	167.92
Load 28	206	97.84
Load 29	283.5	171.59
Load 31	9.2	4.42
Load 39	1104	951.83
<b>PTC</b>	<b>6097.1</b>	<b>4490.80</b>

**Tabla 25.** Comparación de potencias de  
Generación Caso 2

Generador	Valor Inicial (MW)	Valor Final (MW)
G1	1000	1000.0
G2	520.8111	495.3
G3	650	0.0
G4	632	627.9
G5	508	504.9
G6	650	0.0
G7	560	556.4
G8	540	536.4
G9	830	824.9
G10	250	0.0
<b>PTG</b>	<b>6140.81</b>	<b>4545.94</b>

#### 4.4.2. Frecuencia del sistema

La salida instantánea de generación conlleva a la disminución sumamente brusca de la frecuencia del sistema, la intervención del Esquema de Alivio de Carga permite a la frecuencia aumentar y estabilizarse. El valor final de frecuencia en este caso se considera aceptable para que el sistema funcione de una manera disminuida por un periodo de tiempo, hasta volver al funcionamiento normal. La comparación de frecuencias inicial y final se muestra en la Tabla 26.



**Tabla 26.** Comparación de Frecuencias

Caso	Frecuencia Inicial (Hz)	Frecuencia Final (Hz)
Caso 2	60	60.00

#### 4.4.3. Porcentaje total de desconexión por carga

Aplicando un análisis RMS en estado dinámico del sistema, se nota cierto cambio en los porcentajes de potencia total asumida por cada carga, respecto a los porcentajes calculados. Dicho cambio muestra que, de manera global, el porcentaje de desconexión total es prácticamente el mismo, variando cerca de un 4 % en el caso 2, Tabla 27.

**Tabla 27.** Comparación de porcentajes totales de desconexión Caso 2

Carga	Porcentaje total de desconexión calculado (%)	Porcentaje total de desconexión RMS (%)
Load 03	3.03	5.84
Load 04	2.10	4.88
Load 07	7.41	6.06
Load 08	1.98	4.92
Load 12	8.83	0.26
Load 15	3.61	5.71
Load 16	2.44	3.14
Load 18	8.09	4.13
Load 20	1.54	5.43
Load 21	6.02	7.16
Load 23	6.67	8.49
Load 24	4.20	5.48
Load 25	7.66	5.78
Load 26	8.21	4.74
Load 27	5.40	7.30
Load 28	7.90	6.98
Load 29	4.82	7.22
Load 31	8.83	0.31
Load 39	1.27	9.82
$\Sigma$	<b>100</b>	<b>103.63</b>

Comparando una a una las cargas, el cambio es mucho más obvio, especialmente en aquellas que bordan en los extremos, siendo las cargas extremadamente grandes o pequeñas en comparación a las otras, donde se nota mayor cambio.

El ejemplo más claro se encuentra en las cargas 12, 31 y 39 del actual caso, esta diferencia de porcentaje se debe

principalmente a la cantidad de potencia que maneja estas tres cargas en comparación a las otras y también al porcentaje de desconexión de carga que existe en cada iteración.

## 5. Conclusiones

El algoritmo desarrollado corresponde a un problema de alivio de carga bajo parámetros de priorización de carga, calcula parámetros bajo modelos económicos, técnicos y sociales característicos a cada carga y sistema. Por lo tanto, garantiza una desconexión de carga óptima para devolver al sistema a un estado estable, en consecuencia, bajo esta relación y teniendo en cuenta los resultados observados, se llega a la decisión de que el algoritmo cumple con el objetivo propuesto en un principio.

Cuando un evento catastrófico afecta al sistema de potencia, este se ve perjudicado con fallas distintas, siendo el más problemático la salida abrupta de generación, el estudio del esquema de alivio de carga representa un gran beneficio, con el cual el sistema se puede permitir la desconexión de carga de poca importancia para mantener su estabilidad y operación.

Diferenciar las cargas bajo parámetros de priorización, no significa que las cargas más importantes no se puedan desconectar, bajo las necesidades del sistema, si un porcentaje de desconexión de estas cargas importantes ayudarían a estabilizarlo, la desconexión se hará, sobre todo teniendo en cuenta que la pérdida económica de esta desconexión no es comparable con la pérdida económica que representaría el colapso total del sistema

Es importante tener en cuenta que los estudios de priorización calculados se llevan a cabo en su mayoría con cantidades considerables de datos del sistema, a pesar de esto, los cálculos son complementados con simulaciones, este documento ha tomado en cuenta las dos formas y a partir de esto se llega a

concluir que, a pesar de tener parámetros establecidos de priorización, los resultados finales aproximados a la realidad son ligeramente distintos a los calculados, principalmente debido a la topología del sistema y a las iteraciones de desconexión realizadas.

## 6. Trabajos Futuros

Para la realización de trabajos futuros se recomienda complementar el estudio con una investigación más a fondo sobre modelación de sistemas de control de las máquinas de generación.

Un análisis más avanzado de este trabajo puede contemplar el uso de modelos de cargas variables, dependientes de los valores de voltaje y frecuencia del sistema

## 7. Referencias

- [1] R. K. Mathew, S. Ashok, and S. Kumaravel, "Resilience assessment of Electric Power Systems: A scoping study," *2016 IEEE Students' Conf. Electr. Electron. Comput. Sci. SCEECS 2016*, pp. 1–4, 2016.
- [2] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, R. B.-I. T. P. Syst, and undefined 2016, "Research on resilience of power systems under natural disasters—A review," *Ieeexplore.Ieee.Org*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, 2016.
- [3] A. M. Madni and S. Jackson, "Towards a conceptual framework for resilience engineering," *IEEE Syst. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 181–191, 2009.
- [4] C. Barrera-singaña, "Dynamic Control Modelling of a Bipole Converter Station in a Multi-Terminal HVDC Grid," 2017.
- [5] Z. Bie, Y. Lin, G. Li, and F. Li, "Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1253–1266, 2017.
- [6] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, "A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [7] A. Valenzuela, E. Inga, and S. Simani, "Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data," pp. 1–19, 2019.
- [8] B. K. Khadija, E. Mohamed, and H. H. Adnene, "Dynamic under frequency load shedding in power systems," pp. 377–382, 2017.
- [9] L. Sigrist and L. Rouco, "Design of UFLS schemes taking into account load variation," *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, 2014.
- [10] V. Chin, Z. Y. Dong, T. K. Saha, J. Ford, and J. Z. J. Zhang, "Adaptive and optimal under frequency load shedding," *2008 Australas. Univ. Power Eng. Conf.*, no. June 2015, pp. 1–6, 2008.
- [11] J. A. Laghari, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, and H. Mohamad, "Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 75, no. August, pp. 130–140, 2013.
- [12] H. Bevrani, A. G. Tikdari, and T. Hiyama, "Power System Load Shedding: Key Issues and New Perspectives," vol. 4, no. 5, pp. 161–166, 2010.
- [13] S. Massucco, "Implementation and Comparison of Different tJnder Frequency Load-Shedding Schemes," *2001 Power Eng. Soc. Summer Meet. Conf. Proc. (Cat. No.01CH37262)*, vol. 1, pp. 307–312 vol.1, 2001.
- [14] I. B. S, A. Nurdiansyah, A. Lomi, A. E. Power, and S. Stability,

- “Impact of Load Shedding on Frequency and Voltage System,” pp. 110–115, 2017.
- [15] V. V. Terzija, “Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1260–1266, 2006.
- [16] M. H. Fazaeli, S. S. Aghaee, H. Nafisi, H. A. Abyaneh, and S. Hossein, “Under Frequency Load Shedding by Considering Instantaneous Voltage and Priority of Loads,” pp. 19–20, 2017.
- [17] M. AlOwaifeer and M. Almuhaeni, “Load Priority Modeling for Smart Service Restoration,” *Can. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 40, no. 3, pp. 217–228, 2017.
- [18] P. Demetriou, M. Asprou, J. Quiros-Tortos, and E. Kyriakides, “Dynamic IEEE Test Systems for Transient Analysis,” *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 4, pp. 1–10, 2015.
- [19] Digsilent, “39 Bus New England System,” vol. V15,2, pp. 1–18, 2014.
- [20] R. Meier, E. Cotilla-Sanchez, and A. Fern, “A policy switching approach to consolidating load shedding and islanding protection schemes,” *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, 2014.
- [21] I. Standard, T. Method, M. Communications, B. Intelligent, E. Devices, and I. S. Protection, *IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*, vol. 2003, no. June, 2004.
- [22] P. Systems, R. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Std C37.117 - IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration*, no. August, 2007.
- [23] S. Jain and M. Gupta, “Adaptive under frequency load shedding using synchrophasor measurement,” *Int. J. Res.*, vol. 2, no. 8, pp. 726–730, 2015.
- [24] S. Padrón, M. Hernández, and A. Falcón, “Reducing Under-Frequency Load Shedding in Isolated Power Systems Using Neural Networks . Gran Canaria : A Case Study,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 63–71, 2016.
- [25] P. Kundur, “Power System Stability And Control.” 1993.
- [26] Y. Tofis, S. Timotheou, and E. Kyriakides, “Minimal Load Shedding Using the Swing Equation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2466–2467, 2017.
- [27] U. Rudez and R. Mihalic, “Analysis of underfrequency load shedding using a frequency gradient,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 2, pp. 565–575, 2011.
- [28] F. M. Echaverran Cerezo, E. Lobato Miguelez, and L. Rouco rodriguez, “El colapso de tensión : causas y soluciones ( I / II ),” 2006.
- [29] A. Ketabi and M. H. Fini, “An Underfrequency Load Shedding Scheme for Hybrid and Multiarea Power Systems,” vol. 62, no. 1, pp. 599–607, 2014.
- [30] H. Jiang, G. Yan, H. Ji, L. Liu, and D. Shan, “An Improved Under Frequency Load Shedding Scheme Based on Rate of Change of Frequency,” *2010 Int. Conf. Electr. Control Eng.*, no. i, pp. 3292–3295, 2010.
- [31] H. Mohamad, A. I. Isa, Z. M. Yasin, N. A. Salim, and N. N. A. M. Rahim, “Optimal Load Shedding Technique for an

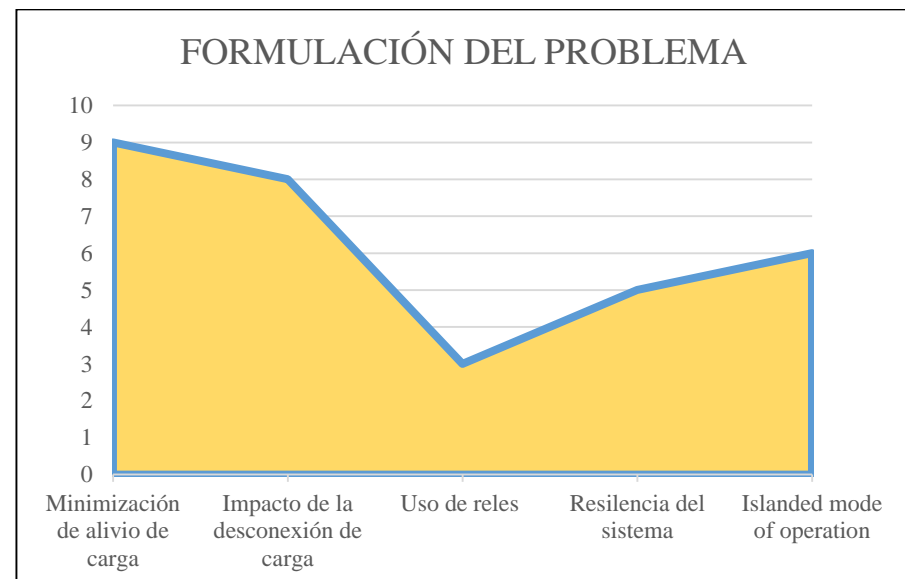
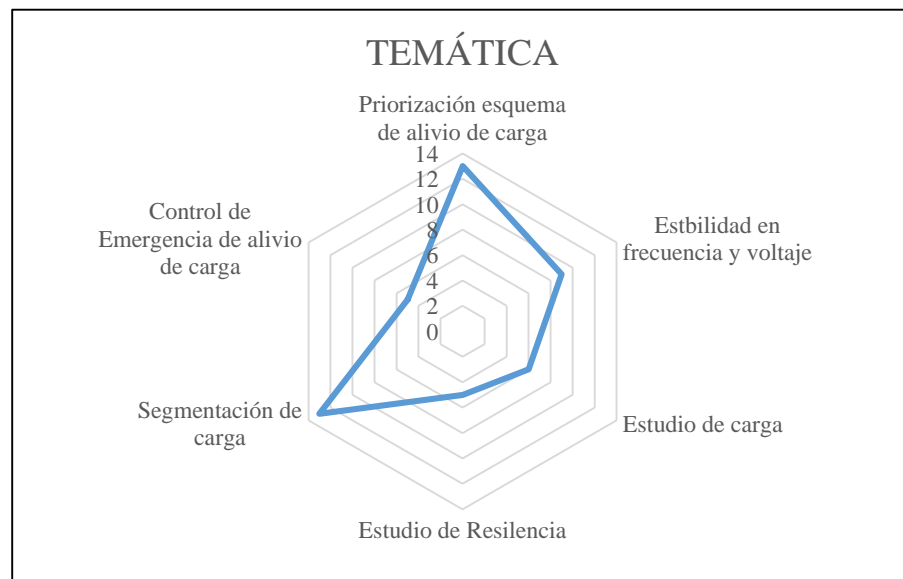
- Islanding Distribution System by Using Particle Swarm Optimization,” pp. 154–158, 2017.
- [32] C. Wang, B. Zhang, Z. Hao, Z. Bo, and Y. Sun, “Study on power system self-adaptive islanding,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, no. c, pp. 270–274, 2011.
  - [33] M. G. Ioannides and S. Member, “A RELIABILITY TEST SYSTEM FOR EDUCATIONAL PURPOSES - BASIC DISTRIBUTION SYSTEM DATA AND RESULTS,” *Energy Convers.*, vol. 10, no. 1, pp. 118–125, 1995.
  - [34] M. J. Sullivan, M. G. Mercurio, J. A. Schellenberg, and J. H. Eto, “How to estimate the value of service reliability improvements,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–5, 2010.
  - [35] M. J. Sullivan, M. MErcurio, and J. Schellenberg, “Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States,” *Cognit. Comput.*, vol. 10, no. 1, pp. 156–164, 2018.

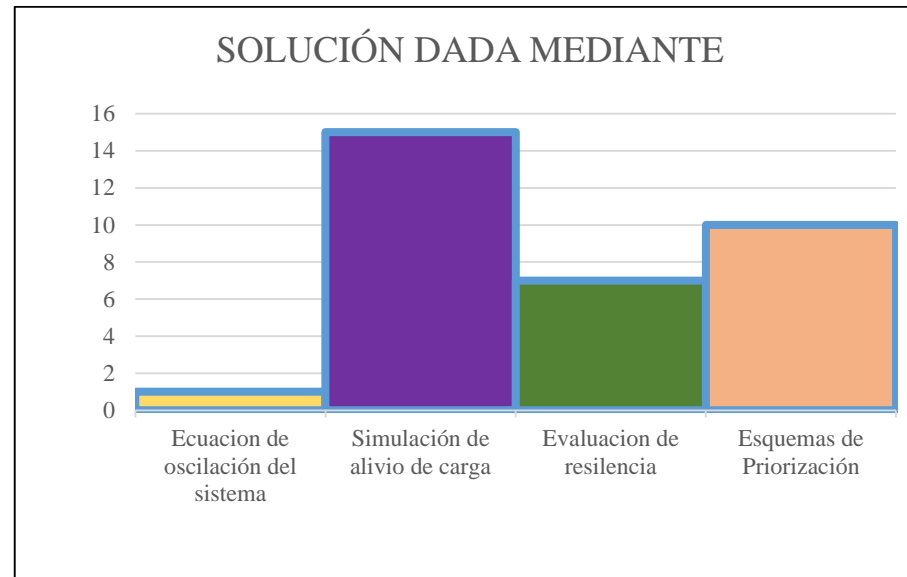
## 8. Matriz de Estado del Arte

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA OCASIONADO POR DESASTRES NATURALES BASADO EN SEGMENTACIÓN ÓPTIMA DE CARGAS																											
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	Priorización esquema de alivio de	Estabilidad en frecuencia y voltaje	Estudio de carga	Estudio de Resiliencia	Segmentación de carga	Control de Emergencia de alivio de	Minimización de alivio de carga	Impacto de la desconexión de carga	Uso de relés	Resiliencia del sistema	Islanded mode of operation	Estabilidad de frecuencia	Estabilidad en frecuencia y voltaje	Estabilidad de voltaje	Medición Sincrofasorial	Ecuación de oscilación del sistema	Simulación de alivio de carga	Evaluación de la resiliencia	Esquemas de Priorización	Gradiente de Frecuencia	Ecuación de oscilación del sistema	Simulación de alivio de carga	Evaluación de resiliencia	Esquemas de Priorización
1	2019	Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data	0			✗																					
2	2018	Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States	108			✗																					
3	2017	A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening	4				✗						✗														
4	2017	Dynamic Control Modelling of a Bipole Converter Station in a Multi-Terminal HVDC Grid	0			✗																					
5	2017	Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience	34				✗						✗									✗				✗	
6	2017	Dynamic under frequency load shedding in power systems	0	✗				✗				✗			✗					✗						✗	
7	2017	Impact of Load Shedding on Frequency and Voltage System	0		✗				✗	✗	✗				✗	✗				✗						✗	✗
8	2017	Load Priority Modeling for Smart Service Restoration	0			✗							✗									✗				✗	
9	2017	Minimal Load Shedding Using the Swing Equation	10	✗						✗					✗					✗					✗		✗

10	2017	Optimal Load Shedding Technique for an Islanding Distribution System by Using Particle Swarm Optimization	0	✖				✖					✖	✖					✖		✖						✖
11	2017	Under Frequency Load Shedding by Considering Instantaneous Voltage and Priority of Loads	0		✖			✖		✖				✖				✖							✖		
12	2016	Reducing Under-Frequency Load Shedding in Isolated Power Systems Using Neural Networks . Gran Canaria : A Case Study	18	✖	✖					✖	✖			✖	✖			✖							✖		
13	2016	Research on resilience of power systems under natural disasters—A review	140			✖							✖							✖						✖	
14	2016	Resilience assessment of Electric Power Systems: A scoping study	0			✖							✖							✖						✖	
15	2015	Adaptive under frequency load shedding using synchrophasor measurement	0		✖												✖		✖						✖		
16	2015	Dynamic IEEE Test Systems for Transient Analysis	43																✖						✖		
17	2014	39 Bus New England System	0																✖						✖		
18	2014	A Policy Switching Approach to Consolidating Load Shedding and Islanding Protection Schemes	3	✖				✖						✖					✖						✖		✖
19	2014	An Underfrequency Load Shedding Scheme for Hybrid and Multiarea Power Systems	0	✖				✖	✖			✖		✖	✖				✖						✖		
20	2014	Design of UFLS schemes taking into account load variation	2	✖				✖		✖				✖	✖							✖					✖
21	2013	Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review	52	✖					✖		✖											✖					✖
22	2011	Analysis of underfrequency load shedding using a frequency gradient	95	✖				✖	✖						✖									✖			✖
23	2011	Study on power system self-adaptive islanding	7											✖					✖						✖		
24	2010	An Improved Under Frequency Load Shedding Scheme Based on Rate of Change of Frequency	4		✖			✖	✖		✖						✖		✖				✖		✖		
25	2010	How to estimate the value of service reliability improvements	22			✖	✖													✖						✖	
26	2010	Power System Load Shedding : Key Issues and New Perspectives	13	✖	✖			✖		✖	✖				✖	✖	✖			✖		✖			✖		✖
27	2009	Towards a conceptual framework for resilience engineering	309			✖	✖													✖						✖	
28	2008	Adaptive and optimal under frequency load shedding	12	✖				✖		✖					✖				✖		✖				✖		✖
29	2007	IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration	4		✖			✖			✖	✖			✖			✖		✖					✖		
30	2006	Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation	301	✖				✖		✖					✖				✖			✖					✖

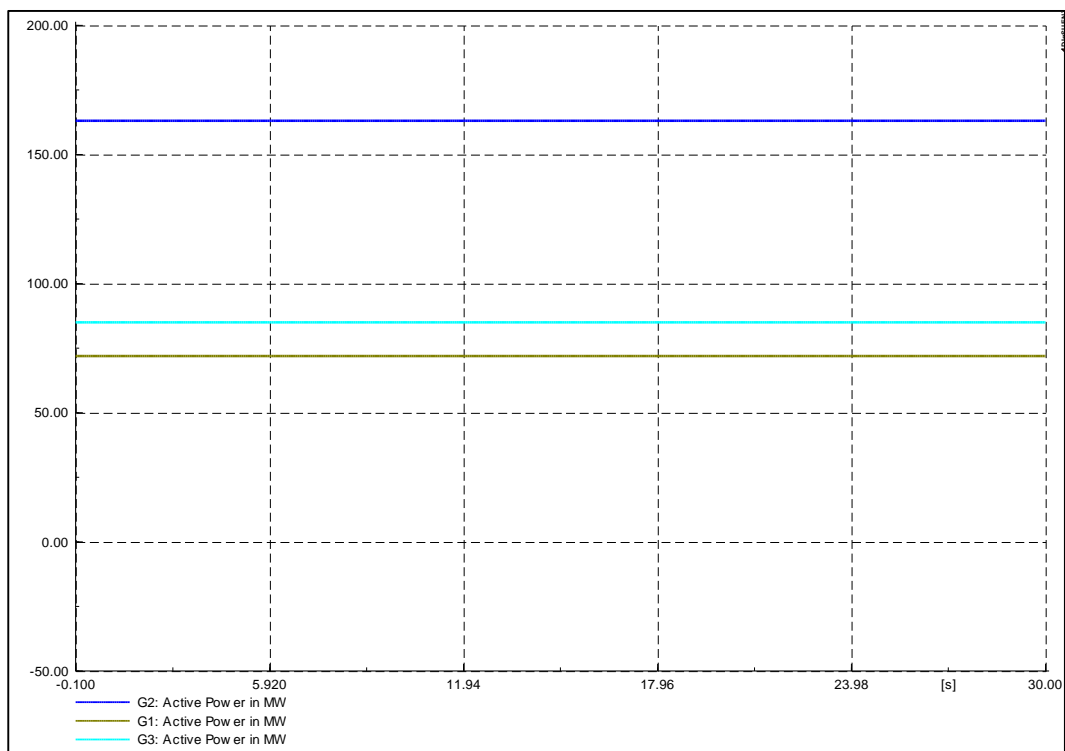
21	2006	El colapso de tensión : causas y soluciones ( I / II )	3		✖					✖				✖														
32	2004	IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants	4		✖					✖				✖														
33	2001	Implementation and Comparison of Different tJnder Frequency Load-Shedding Schemes	176	✖	✖			✖		✖	✖					✖				✖						✖		
34	1995	A RELIABILITY TEST SYSTEM FOR EDUCATIONAL PURPOSES - BASIC DISTRIBUTION SYSTEM DATA AND RESULTS	557					✖												✖						✖		
35	1993	Power System Stability And Control	21960					✖												✖						✖		
			CANTIDAD:	13	9	6	5	13	5	9	8	3	5	6	15	3	2	4	2	16	7	6	2	1	15	7	10	



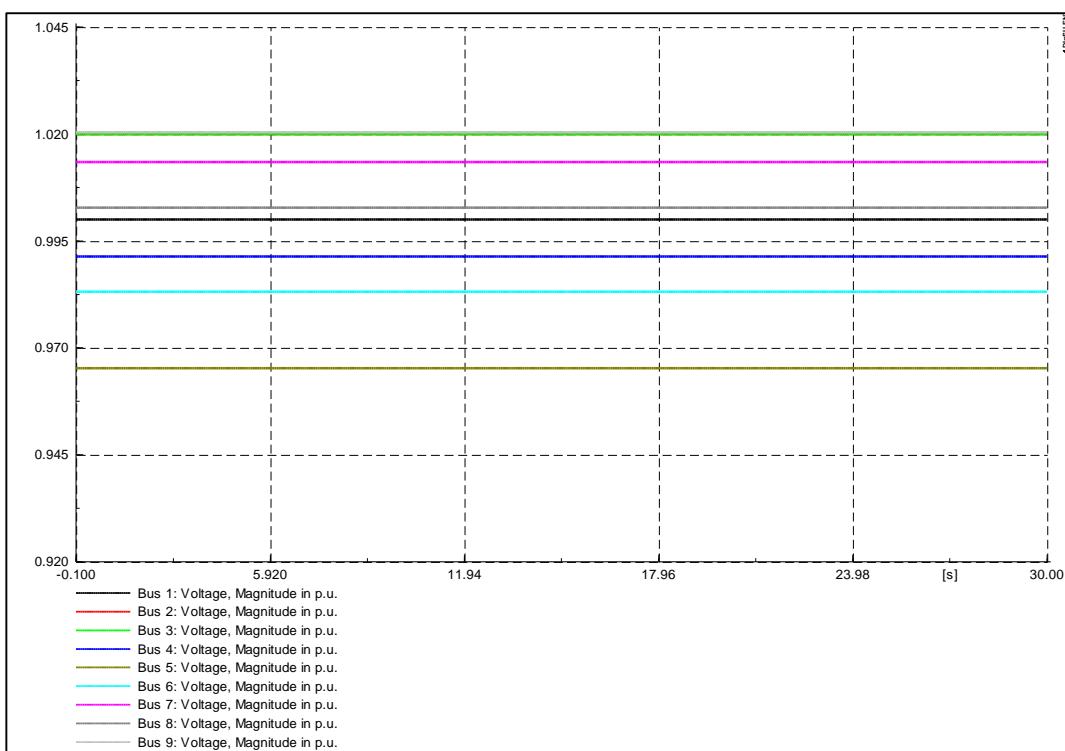




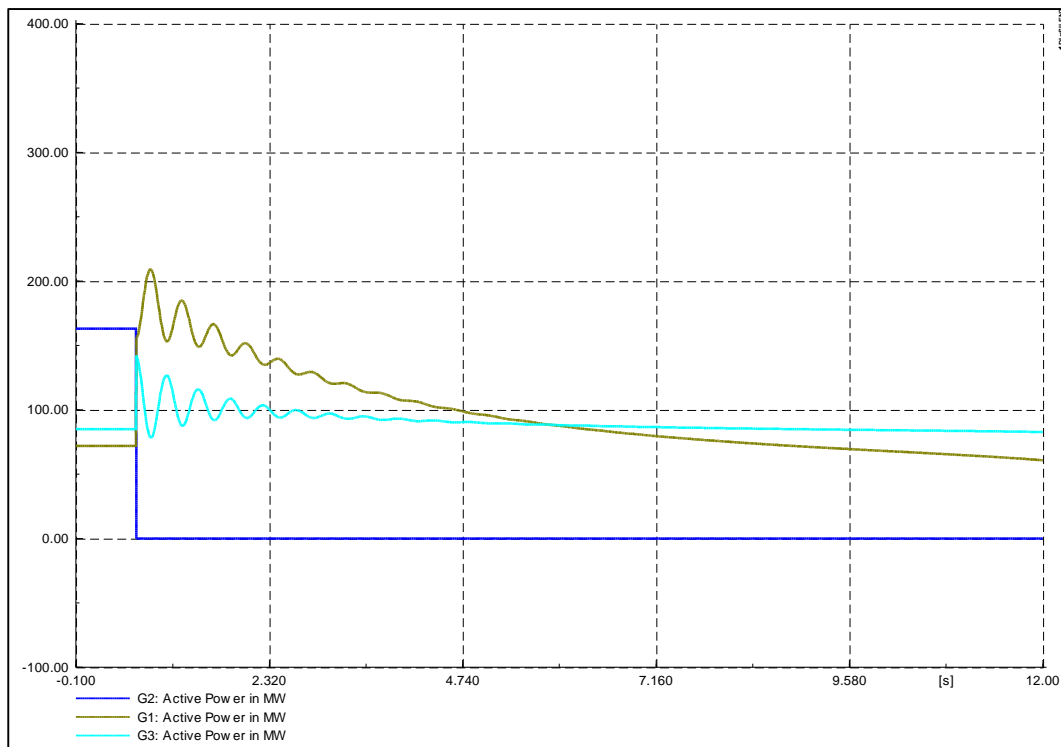
## 9. Anexos



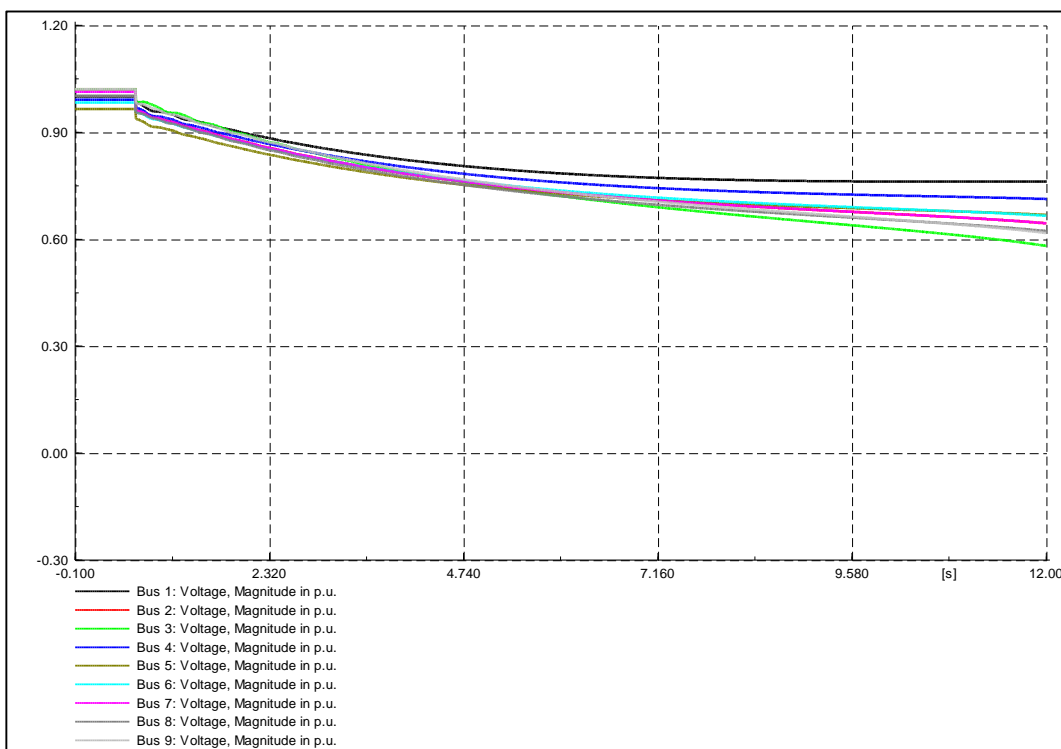
**Figura 19.** Perfil de Generación en condiciones normales Caso 1



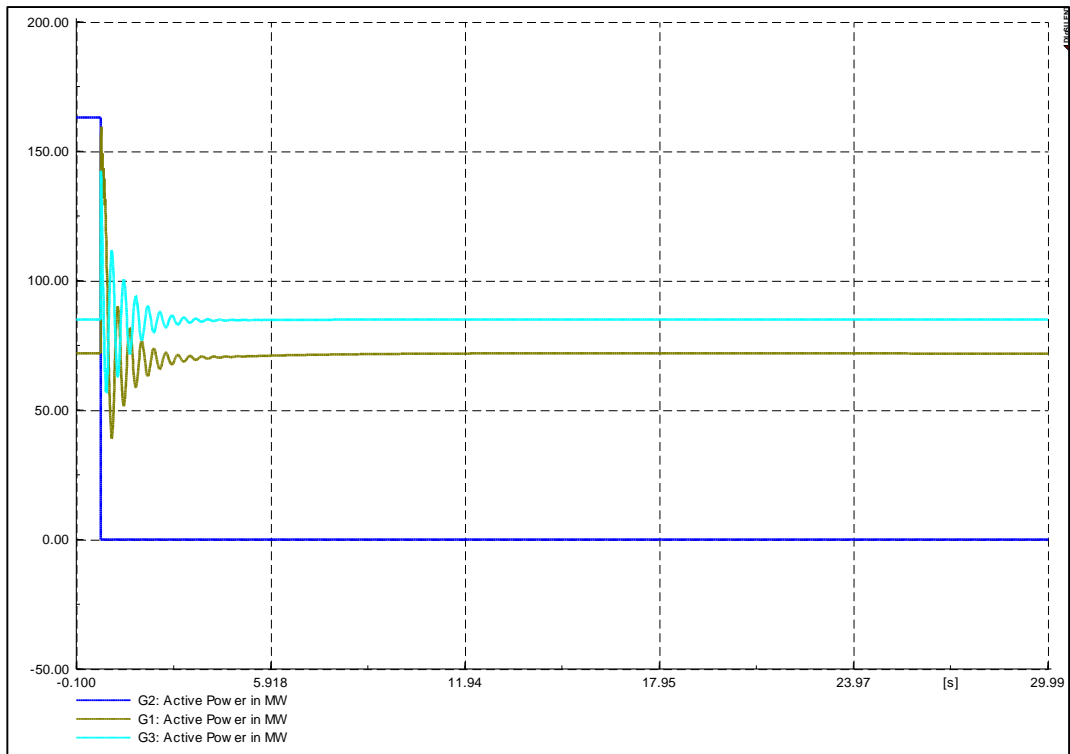
**Figura 20.** Perfil de Voltaje en condiciones normales Caso 1



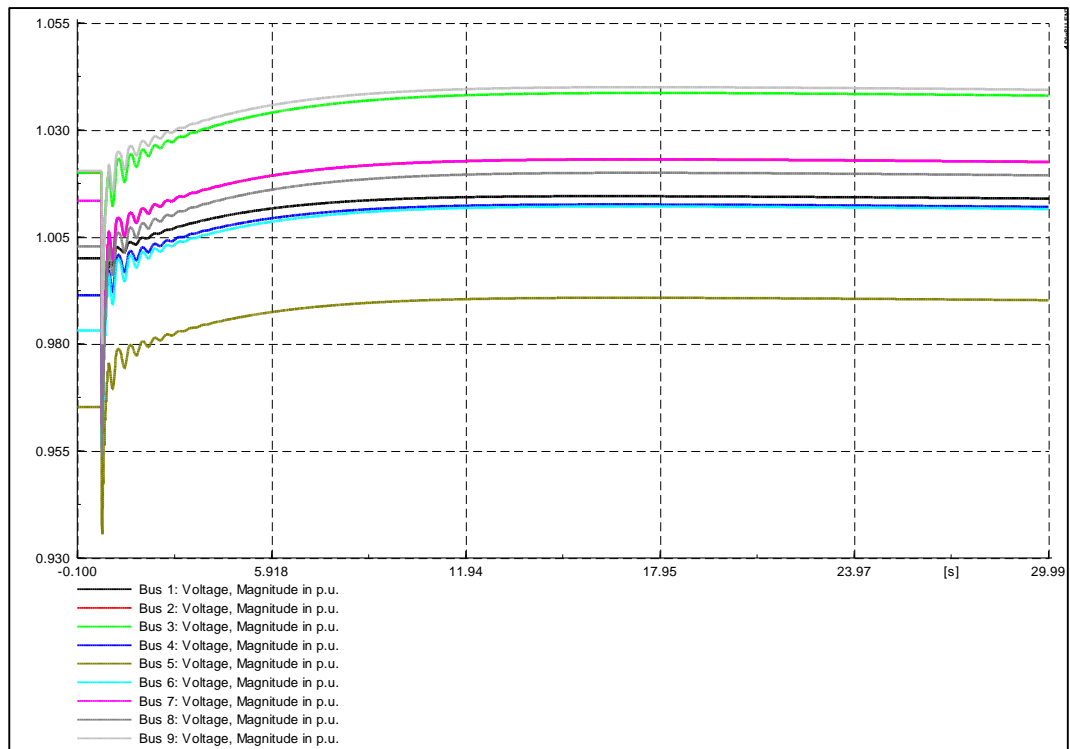
**Figura 21.** Perfil de Generación salida de Generación Caso 1



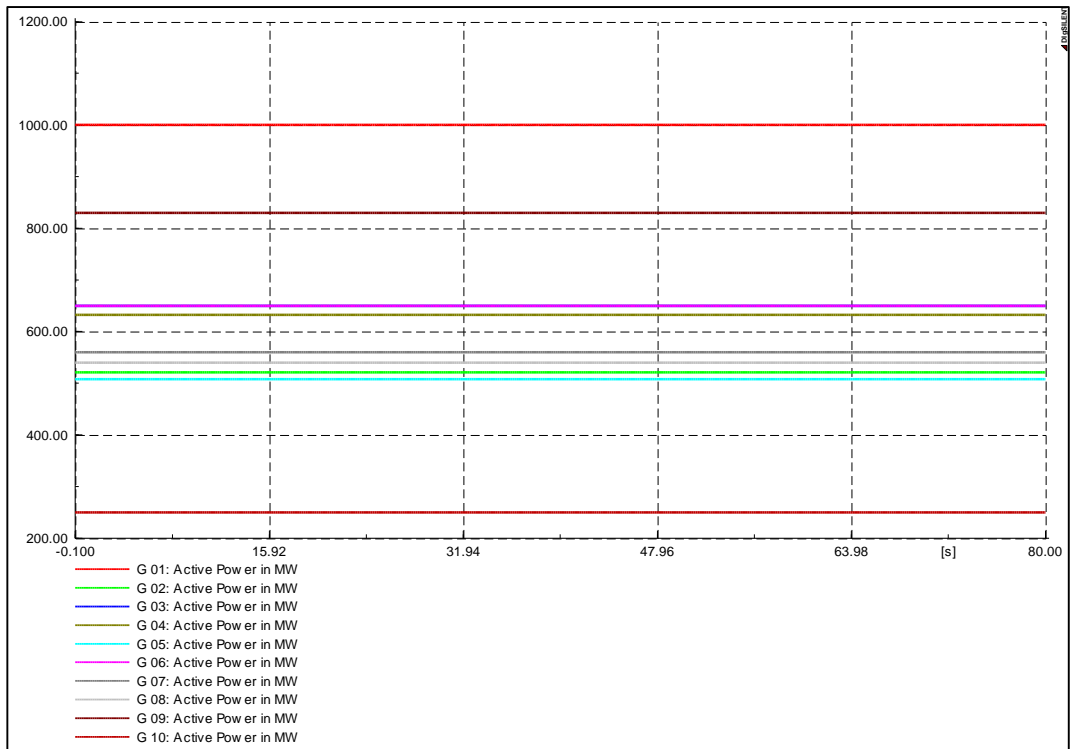
**Figura 22.** Perfil de Voltaje salida de Generación Caso 1



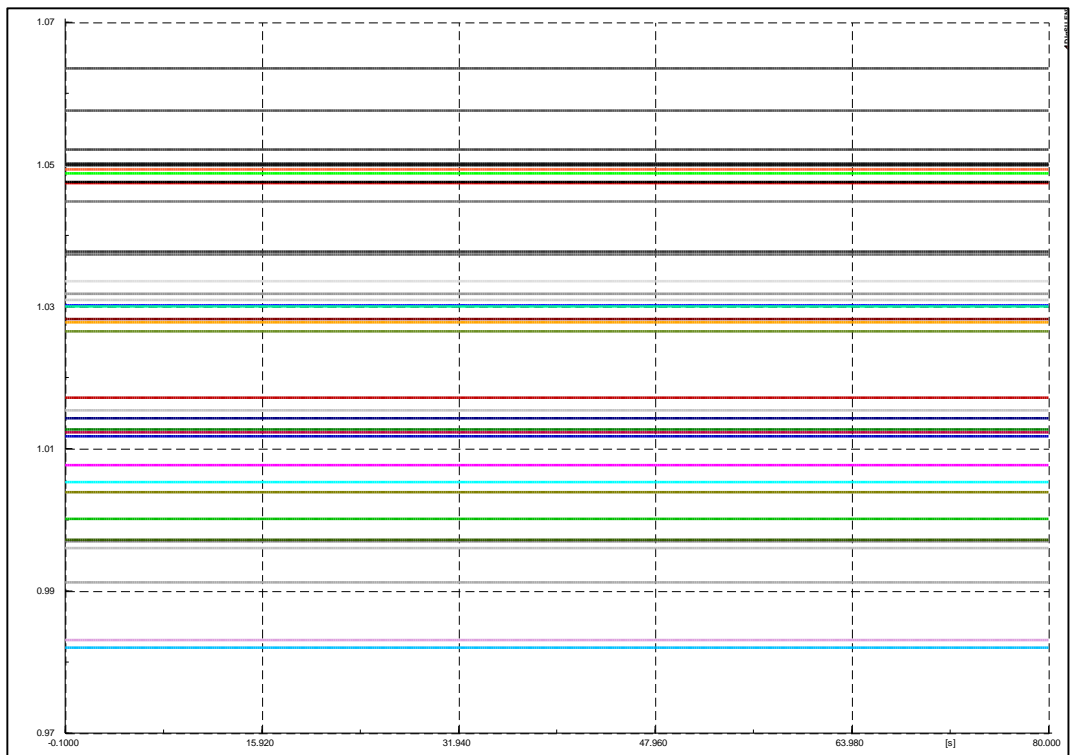
**Figura 23.** Perfil de Generación después de EAC Caso 1



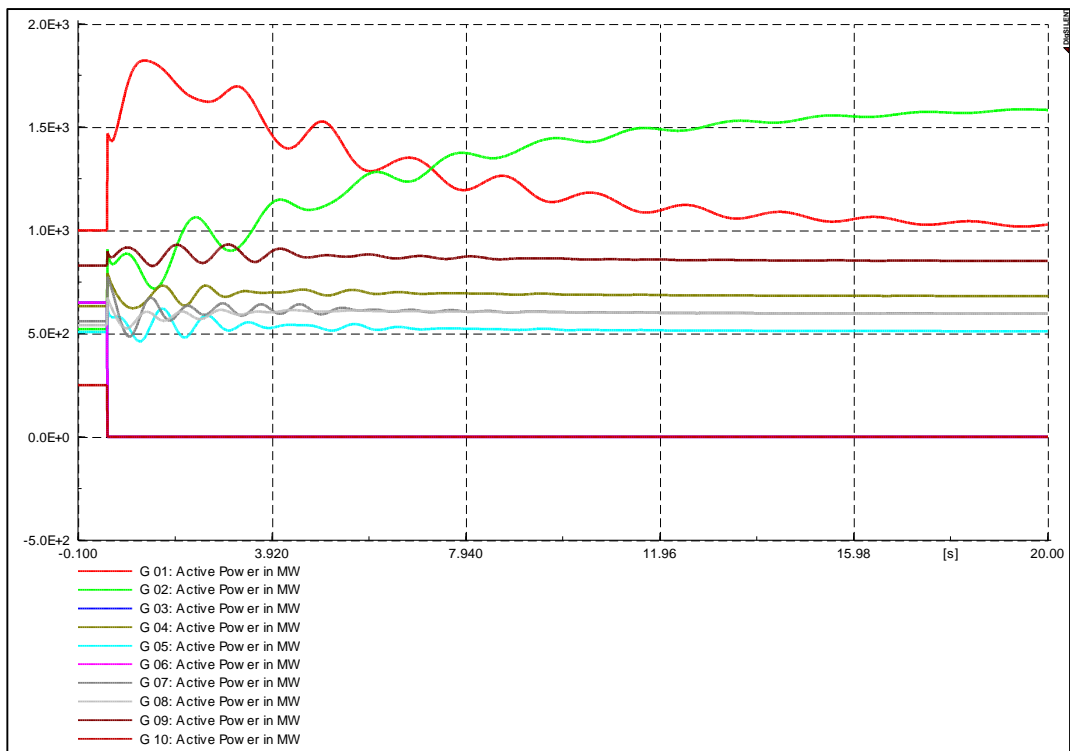
**Figura 24.** Perfil de Voltaje después de EAC Caso 1



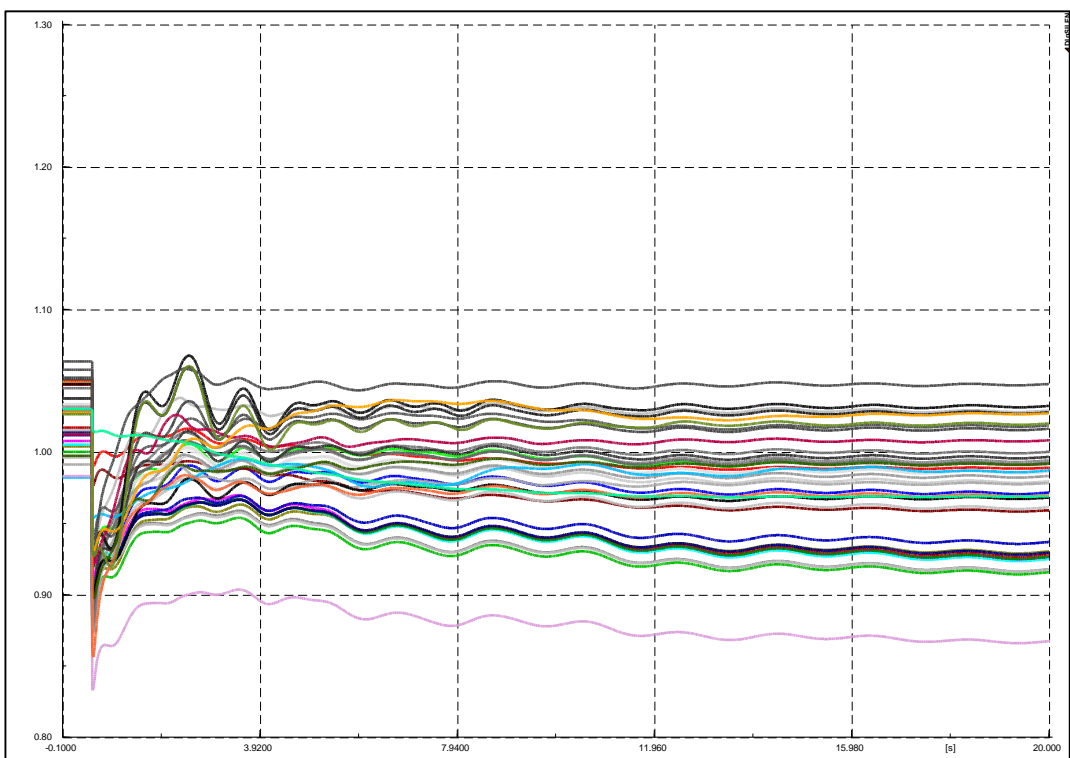
**Figura 25.** Perfil de Generación en condiciones normales Caso 2



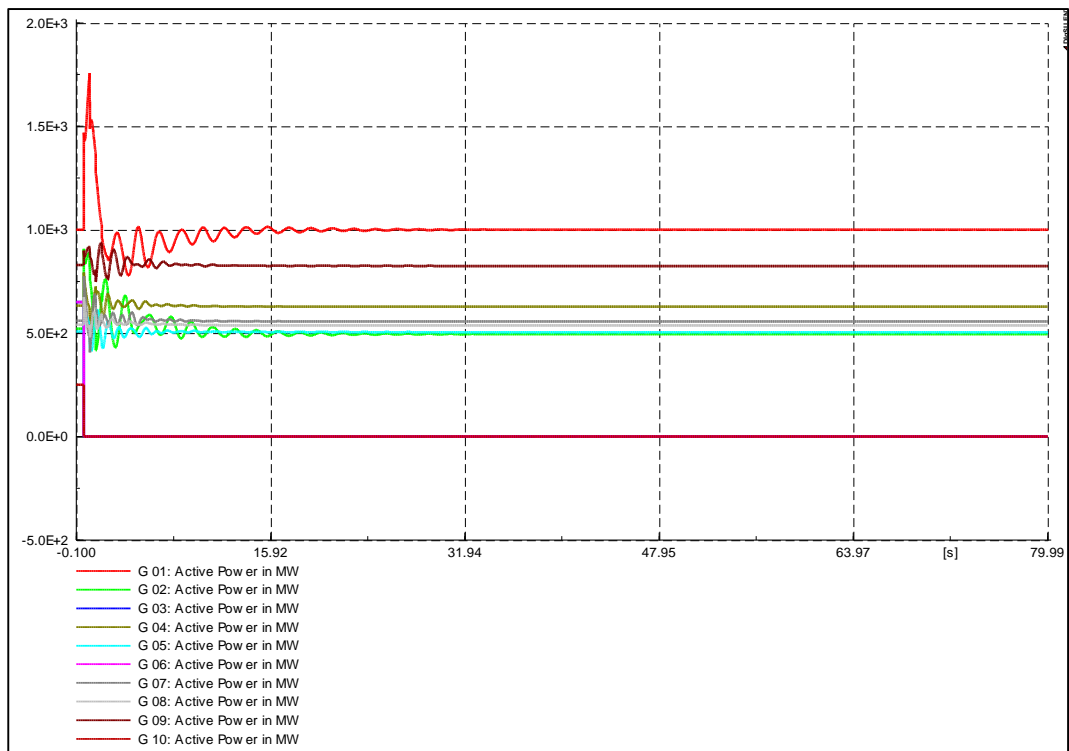
**Figura 26.** Perfil de Voltaje en condiciones normales Caso 2



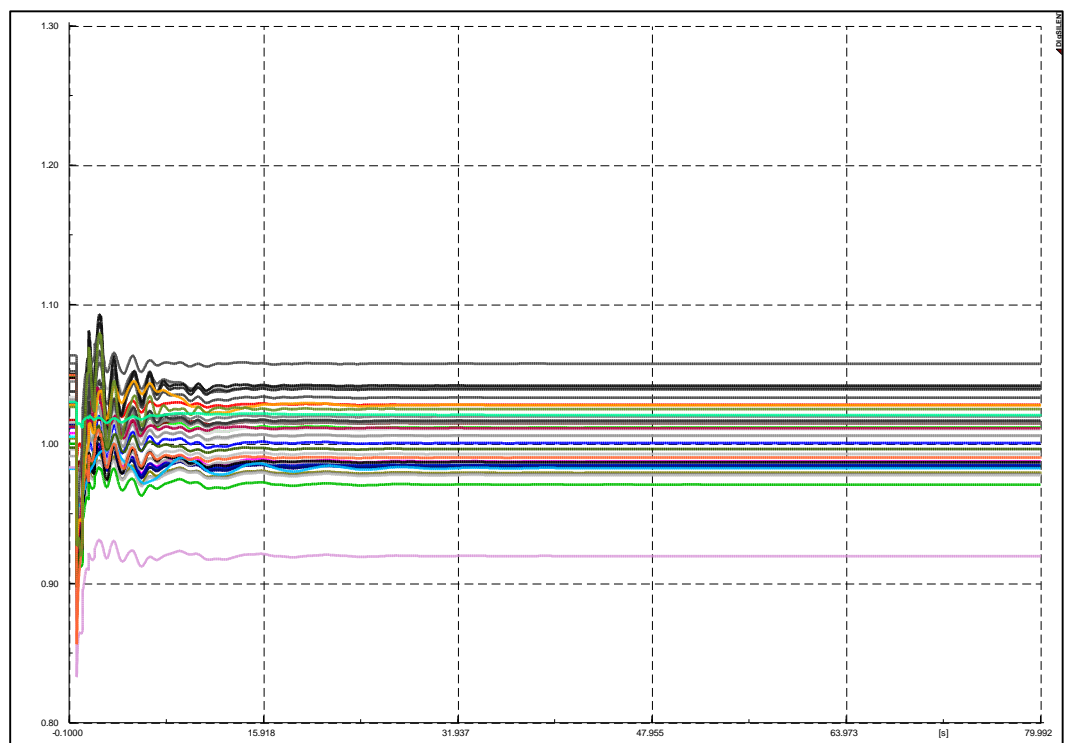
**Figura 27.** Perfil de Generación salida de Generación Caso 2



**Figura 28.** Perfil de Voltaje salida de Generación Caso 2



**Figura 29.** Perfil de Generación después de EAC Caso 2



**Figura 30.** Perfil de Voltaje después de EAC Caso 2